

Prospecto Definitivo da Quarta Oferta de Distribuição Pública de Debêntures Simples de Emissão da



REDE ENERGIA S.A.

Companhia Aberta de Capital Autorizado

CNPJ/MF nº 61.584.140/0001-49

Avenida Paulista, 2.439 – 5º andar, São Paulo - SP

R\$370.000.000,00

370.000 Debêntures

Código ISIN: **BRREDEBS017**

Rating LFRating: **"A"**

Distribuição pública de 370.000 (trezentas e setenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da espécie quirografia em garantia fidejussória, em série única, de emissão da REDE ENERGIA S.A. ("Companhia" ou "Rede Energia"), com valor nominal de R\$1.000,00 (um mil reais) ("Debêntures"), perfazendo o montante total de R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais) na data de emissão, que corresponderá à data da primeira subscrição e efetiva integralização das Debêntures ("Emissão" ou "Oferta" e "Data de Emissão", respectivamente).

As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme de colocação e melhores esforços, sendo a Oferta realizada com intermediação do BANCO DO NORDESTE DO BRASIL S.A. ("Coordenador Líder"), em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400").

As Debêntures foram registradas para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário respectivamente através: (i) do SDT - Módulo de Distribuição de Títulos ("SDT") e do SND - Módulo Nacional de Debêntures ("SND"), ambos administrados e operacionalizados pela CETIP S.A. - Balcão Organizado de Ativos e Derivativos ("CETIP"), com a distribuição e negociação liquidadas na CETIP; e (ii) por meio do DDA - Sistema de Distribuição de Ativos ("DDA") e do BOVESPA-FIX, respectivamente, ambos, administrados e operacionalizados pela BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA"), sendo processadas pela BM&FBOVESPA a custódia e a liquidação financeira da Oferta e da negociação das Debêntures.

A Emissão foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 23 de outubro de 2009, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de São Paulo ("JUCESP") e publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo ("DOESP") e no jornal "Valor Econômico", em 4 de novembro de 2009, de acordo com o disposto no artigo 62, I, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), que deliberou sobre: (i) os termos e condições da Oferta e (ii) as condições constantes do artigo 59, parágrafo 1º da Lei das Sociedades por Ações. ("RCA").

A Remuneração das Debêntures foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Companhia, que ratificou a remuneração definida em Procedimento de Bookbuilding, em conformidade com os artigos 23, parágrafo 1º e 44 da Instrução CVM 400 (conforme definido abaixo). A Reunião do Conselho de Administração mencionada neste item foi realizada antes da concessão do registro da Oferta pela CVM, cuja ata foi arquivada na JUCESP e foi publicada no DOESP e Valor Econômico, em 19 de dezembro de 2009 e 21 de dezembro de 2009, respectivamente.

A Emissão é regulada pelo "Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, Da Espécie Quirografia com Garantia Fidejussória, em Série Única, De Emissão da REDE ENERGIA S.A." ("Escritura") e aditamento, celebrado entre a Emissora, Empresa de Eletricidade Vale Paranaíba S.A., Denerge - Desenvolvimento Energético S.A. e a Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda., representando, perante a Companhia, a comunhão dos interesses dos debenturistas ("Debenturistas") da presente Emissão ("Agente Fiduciário"), em 4 de dezembro de 2009. A Escritura foi devidamente registrada na JUCESP sob nº ED000478-9/000, em 18 de dezembro de 2009.

A Oferta foi registrada na CVM em 22 de dezembro de 2009, sob o nº CVM/SRE/DEB/2009/025.

"O registro da presente Emissão não implica, por parte da CVM, garantia de veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da Companhia, bem como sobre as Debêntures a serem distribuídas".

O Coordenador Líder tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar (i) que as informações constantes deste Prospecto são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para uma adequada tomada de decisão por parte dos investidores e que (ii) este Prospecto foi elaborado de acordo com as normas pertinentes e com base nas informações prestadas pela Companhia, não implicando por parte do Coordenador Líder garantia de precisão ou de veracidade das informações prestadas, ou qualquer julgamento da situação e do desempenho da Companhia em suas atividades e/ou das Debêntures."

A Companhia e o Coordenador Líder recomendam aos potenciais investidores a leitura cuidadosa deste Prospecto antes da tomada da decisão de investimento nas Debêntures. Este Prospecto não deve, em nenhuma circunstância, ser considerado uma recomendação de subscrição das Debêntures. Antes de subscrever as Debêntures, os potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação da Companhia, de seus negócios e suas atividades, de sua condição financeira e dos riscos decorrentes do investimento nas Debêntures.

Os investidores devem ler a seção "Fatores de Risco", nas páginas 60 a 70 deste Prospecto.



A(O) presente oferta pública (programa) foi elaborada(o) de acordo com as normas de Regulação e Melhores Práticas da ANBID para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, atendendo, assim, a(o) presente oferta pública (programa), aos padrões mínimos de informação exigidos pela ANBID, não cabendo à ANBID qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade da emissora e/ou ofertantes, das Instituições Participantes e dos valores mobiliários objeto da(o) oferta pública (programa). Este selo não implica recomendação de investimento. O registro ou análise prévia da presente distribuição não implica, por parte da ANBID, garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre os valores mobiliários a serem distribuídos.

Coordenador Líder



Instituição Contratada



A data deste Prospecto Definitivo é de 23 de dezembro de 2009.

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

PROSPECTO - ÍNDICE

DEFINIÇÕES.....	8
CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES FUTURAS	15
Fontes de informação.....	16
RESUMO DA COMPANHIA	17
Visão Geral.....	17
Distribuição	17
Comercialização	18
Geração.....	19
Pontos Fortes	19
Estratégias de Negócio	20
Organograma Societário	21
Eventos Recentes.....	22
SUMÁRIO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OPERACIONAIS CONSOLIDADAS	24
Mudanças nas Práticas Contábeis	24
Informações das Demonstrações de Resultado.....	25
Informações dos Balanços Patrimoniais	27
Reconciliação do EBITDA	30
RESUMO DAS CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO	31
APRESENTAÇÃO DAS INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS	39
BNB.....	39
Planner	39
INFORMAÇÕES RELATIVAS À EMISSÃO	41
Composição Atual do Capital Social	41
Pagamento da Remuneração.....	46
Amortização	46
Repactuação.....	46
Resgate Antecipado Obrigatório.....	46
Oferta de Resgate Antecipado	46
Aquisição Facultativa	47
Vencimento Antecipado	47
Forma e Local de Pagamento.....	49
Prorrogação dos Prazos.....	49
Registro para Distribuição e Negociação.....	49
Assembleia Geral dos Debenturistas	50
Multa e Encargos Moratórios	51
Decadência do Direito aos Acréscimos	51
Imunidade de Debenturistas	51
Publicidade	51
Classificação de Risco	51
Cronograma das Etapas da Emissão:	51
Público Alvo	52
Procedimento da Oferta	52
Inadequação de Investimento	53
Suspensão e Cancelamento da Oferta	53
Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação da Oferta	53
Limite Legal	53
Contrato de Colocação.....	54
Regime de Colocação	54
Garantia Firme de Colocação e Melhores Esforços de Colocação	54
Demonstrativo do Custo de Distribuição.....	54
Relacionamento entre a Companhia e o Coordenador Líder	55
Relacionamento entre a Companhia e a Planner.....	55
Destinação dos Recursos	55
Registro na CVM.....	55
Registro na Associação Nacional dos Bancos de Investimento.....	55

Informações Complementares	56
IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES	57
INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA	59
FATORES DE RISCO	60
Riscos Relacionados à Companhia e suas Operações	60
Riscos do Setor de Energia Elétrica Brasileiro	65
Riscos Relacionados à Emissão e às Debêntures	69
DESTINAÇÃO DOS RECURSOS	71
CAPACIDADE DE PAGAMENTO	72
Capacidade de Pagamento de Compromissos Financeiros	73
CAPITALIZAÇÃO	74
INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OPERACIONAIS SELECIONADAS	75
Informações das Demonstrações de Resultado	75
Informações dos Balanços Patrimoniais	79
Reconciliação do EBITDA	83
ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E OS	
RESULTADOS OPERACIONAIS	85
Visão Geral	85
Reorganização Societária	85
Permuta de Ativos Para Aquisição da ENERSUL	87
Aquisição da participação integral na QMRA	87
Participações Societárias	87
O Setor de Distribuição de Energia Elétrica	88
Tarifas de Distribuição	88
Geração – Condições para o Fornecimento de Energia Elétrica	94
Alteração da Legislação Societária Brasileira, com Vigência a Partir de Janeiro de 2008	95
Apresentação das Informações Financeiras e Políticas Contábeis Críticas	98
<i>Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa</i>	99
Resultados Operacionais	101
Período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado ao período de nove meses findo em	
30 de setembro de 2008	101
Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de	
2007	109
Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de	
2006	115
Principais Alterações nas Contas Patrimoniais	122
Contas patrimoniais em 30 de setembro de 2009 comparadas com 31 de dezembro de 2008	122
Contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2008 comparado com 31 de dezembro de 2007	125
Contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2007 comparado com 31 de dezembro de 2006	128
Liquidez e recursos de capital	131
Capacidade de Pagamento	132
Fluxo de Caixa	132
Investimentos	135
Endividamento	136
Compromissos contratuais	142
Informações Quantitativas e Qualitativas sobre o Risco de Mercado	142
INFORMAÇÕES SOBRE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS	144
Ações	144
Cotações das Ações Ordinárias	144
Cotações das Ações Preferenciais	145
Valores Mobiliários	145
O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	147
Visão Geral	147
Principais Entidades do Setor	147
Concessões	148
Penalidades	149

Universalização dos Serviços de Distribuição de Energia Elétrica.....	149
Modelo Vigente para o Setor Elétrico	150
Restrições Estruturais no Mercado de Energia Elétrica.....	150
Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica	151
Encargos Setoriais	152
Despesas de Transmissão	153
Pagamento de Ativos	154
Tarifas de Uso da Rede Aplicáveis aos Consumidores Livres	155
Regulamentação de Compra de Energia	155
Contratos Iniciais.....	156
Contratos Bilaterais	156
Itaipu.....	157
Ambiente de Contratação Regulada - ACR.....	157
Limitação de Repasse de Custos de Aquisição de Energia nos Leilões.....	159
Ambiente de Contratação Livre - ACL.....	160
Regulamentação das Geradoras	160
Mecanismo de Realocação de Energia - MRE	161
Tarifas Regulamentares	161
ATIVIDADES DA COMPANHIA	162
Distribuição	162
Comercialização	163
Geração.....	164
Pontos Fortes	164
Estratégias de Negócio	165
Organograma Societário	166
Eventos Recentes	167
Reorganização Societária.....	168
Aquisição da participação integral na QMRA	169
Atividades de Distribuição	169
Distribuidoras da Companhia	170
Rede de Distribuição	173
Perdas de Energia Elétrica.....	177
Consumidores e Tarifas de Distribuição.....	179
Compras de Energia para Distribuição no ACR e Comercialização no ACL.....	184
Atendimento ao Cliente	186
Procedimentos de Faturamento, Políticas sobre Pagamentos em Atraso, de Controle de Crédito.....	187
Contratos Relevantes	188
Negócios de Geração da Companhia	189
Comercialização	191
Outros Serviços.....	192
Concorrência.....	192
Propriedades, Instalações e Equipamentos	193
Sazonalidade.....	193
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética.....	194
Meio Ambiente.....	194
Responsabilização Ambiental.....	195
Programa de Licenciamento Ambiental.....	196
Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ou Utilizadoras de Recursos Ambientais.....	197
Programa de Proteção da Biodiversidade	197
Programas Sociais.....	200
Seguros	201
Propriedade Intelectual	201
Empregados	202
Processos Judiciais e Administrativos	203
Parcelamento de Tributos	206

ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA	208
Conselho de Administração	208
Diretoria	209
Conselho Fiscal	211
Remuneração	212
Diretora Presidente e Relação com Investidores	212
Contratos com Administradores	213
Relação Familiar entre Administradores da Companhia, ou entre estes e os Acionistas Controladores	213
OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	214
Operações Relacionadas à Reorganização Societária da Companhia	214
Compra e venda de energia para as subsidiárias da Companhia	215
Acordos de Financiamento com o BNDES	215
Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças	215
Contrato de mútuo	216
Conta corrente 31 de outubro de 2005	216
Conta corrente 1º de setembro de 2006	216
Contrato de Venda e Compra de Ações	216
Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura	217
OPERAÇÕES VINCULADAS À EMISSÃO	219
DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL	220
Geral	220
Capital Social	220
Histórico do Capital Social	220
Capital Autorizado	220
Objeto Social	221
Direitos das Ações Ordinárias e Preferenciais	221
O Direito de Voto pelo Não Pagamento de Dividendos	221
Assembleias Gerais	222
Conselho de Administração	224
Operações de Interesse para os Conselheiros	224
Direito de Retirada e Resgate	224
Registro de Ações da Companhia	225
Direito de Preferência	225
Alienação de Controle	225
Restrições à Realização de Determinadas Operações por Acionistas Controladores, Conselheiros, Diretores e Membros do Conselho Fiscal	226
Divulgação de Fatos Relevantes	227
Principais Acionistas	228
Acordos de Acionistas	229
DIVIDENDOS E POLÍTICA DE DIVIDENDOS	232
Montantes para Distribuição	232
Dividendos Obrigatórios	232
Pagamento de Dividendos	232
Reservas	232
Juros sobre o Capital Próprio	233
Distribuição de Dividendos	233

ANEXOS	DESCRIÇÃO	
ANEXO A	Estatuto Social Consolidado	235
ANEXO B	Ata de Reunião do Conselho de Administração que deliberou sobre a realização da Emissão datada de 23 de outubro de 2009	249
ANEXO C	Ata de Reunião do Conselho de Administração da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. e ata de Reunião da Diretoria da Denerge – Desenvolvimento Energético S.A. que deliberou sobre a realização da Emissão e aprovou a concessão de garantias	255

ANEXO D	Ata de Reunião do Conselho de Administração que Deliberou sobre a taxa de remuneração das Debêntures realizada em 18 de dezembro de 2009.	259
ANEXO E	Declarações de Veracidade das Informações do Prospecto dadas pela Companhia e pelo Coordenador Líder.	263
ANEXO F	Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia e suas Controladas, Relativas aos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de Dezembro de 2008, 2007 e 2006 e respectivo Pareceres dos Auditores Independentes.	267
ANEXO G	Informações Financeiras Consolidadas da Companhia e suas Controladas Relativas ao Período Encerrado em 30 de setembro de 2009 e Relatório de Revisão Especial dos Auditores Independentes.	485
ANEXO H	Informações Anuais – IAN da Companhia.....	623
ANEXO I	Relatório de Rating.....	695
ANEXO J	Cópia da Escritura da Emissão registrada junto à JUCESP.....	713
ANEXO K	Cópia do Primeiro Aditamento à Escritura.....	747

DEFINIÇÕES

Os termos abaixo listados terão o significado a eles atribuído na presente seção.

Abradee	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.
ACL	Ambiente de Contratação Livre.
Acordo de Acionistas	Acordo de Acionistas, celebrado em 4 de fevereiro de 1999, entre a BNDESPAR e a EEVP, nossos acionistas, posteriormente alterado pelo aditivo celebrado em 09 de agosto de 2007.
ACR	Ambiente de Contratação Regulada.
ANBIMA	Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
Anhanduí	Anhanduí Açúcar e Alcool Ltda.
Anúncio de Encerramento	Anúncio de Encerramento da Quarta Distribuição Pública de Debêntures de Emissão da Rede Energia S.A.
Anúncio de Início	Anúncio de Início da Quarta Distribuição Pública de Debêntures de Emissão da Rede Energia S.A.
Aviso ao Mercado	Aviso ao Mercado da Quarta Distribuição Pública de Emissão da Rede Energia S.A.
BACEN	Banco Central do Brasil.
BDO	BDO Trevisan Auditores Independentes.
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento.
BNB	Coordenador Líder ou Banco do Nordeste do Brasil S.A.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
BNDESPAR	BNDES Participações S.A.
BM&FBOVESPA	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros.
Bovespa-Fix	Sistema de negociação secundário para títulos de renda fixa, administrado e operacionalizado pela BM&FBOVESPA.
Bradesco	Banco Bradesco S.A.
Caiuá Distribuidora	Caiuá Distribuição de Energia S.A.
CAGR	Taxa Composta de Crescimento Anual (<i>Compound Annual Growth Rate</i>).
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis.

CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético.
CDI	Certificado de Depósito Interbancário.
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins. - CELTINS
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT
Central Depositária BM&FBOVESPA	Câmara de Compensação, Liquidação e Gerenciamento de Riscos de Operações do Segmento Bovespa Administrado pela BM&FBOVESPA.
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste.
CMN	Conselho Monetário Nacional.
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica.
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
Companhia	Rede Energia S.A.
Constituição Federal	Constituição da República Federativa do Brasil.
Contratos Iniciais	Contratos de compra e venda de energia celebrados entre concessionárias de geração e de distribuição, durante o período de transição (1998-2005) para o mercado de energia livre e competitivo estabelecido.
Contribuição Social	Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.
COPEL	Companhia Paranaense de Energia – COPEL.
Coordenador Líder	BNB
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP.
CVA	Conta de Compensação de Variação da Parcela A.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários - CVM.
DDA	Sistema de Distribuição de Ativos administrado e operacionalizado pela BM&FBOVESPA.
DEC	Duração Equivalente por Cliente, índice da ANEEL que mede a Duração média das interrupções no fornecimento, medido em horas por consumidor por ano.
Denerge	Denerge Desenvolvimento Energético S.A.
Dívida Líquida	A Dívida Líquida é a soma dos empréstimos, financiamentos, mútuos, debêntures, encargos financeiros, diferencial a pagar por operações com derivativos, avais e garantias prestadas provisionadas em balanço, menos o saldo em caixa, saldo de aplicações e receitas financeiras líquidas e o

diferencial a receber por operações com derivativos, da Companhia, de forma consolidada, ou de suas subsidiárias, conforme o caso. A Dívida Líquida não é uma medida sob as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou dos Estados Unidos, não leva em conta garantias cedidas e/ou recebidas e participações minoritárias nas subsidiárias consolidadas, e não deverá ser considerada como alternativa ao endividamento total para fins de avaliação de liquidez ou crédito da Companhia ou qualquer uma de suas subsidiárias. Vide Seção “Informações Financeiras e Operacionais Seleccionadas”, na página 75 deste Prospecto, para uma reconciliação da dívida consolidada e da Dívida Líquida.

Dólar, US\$	Dólar dos Estados Unidos da América.
EBITDA	O EBITDA representa o lucro (prejuízo) líquido excluindo-se os efeitos de resultado em participações societárias, resultado financeiro, resultado não operacional, imposto de renda, contribuição social, crédito fiscal diferido, participação dos minoritários, depreciação e amortização. O EBITDA não é uma medida sob as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou dos Estados Unidos e não deverá ser considerado como alternativa ao lucro líquido como indicador do resultado operacional nem como alternativa ao caixa operacional como indicador de liquidez. O EBITDA por nós calculado pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias. Vide Seção “Informações Financeiras e Operacionais Seleccionadas – Reconciliação do EBITDA”, na página 73 deste Prospecto.
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás.
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte
Eletrosul	Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – Eletrosul.
Energias do Brasil	EDP - Energias do Brasil S.A.
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL.
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S.A.
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.
EEVP	Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.
Emissão ou Oferta	Distribuição Pública de 370.000 (trezentos e setenta mil) Debêntures de emissão da Companhia, no montante total de R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais) na Data de Emissão.
Escritura	Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, Da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, Em Série Única, De Emissão da Rede Energia S.A.
FEC	Frequência Equivalente por Cliente, índice da ANEEL que mede o número de vezes em que o fornecimento foi interrompido por consumidor por ano.
Fiadoras	Denerge Desenvolvimento Energético S.A. e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.

FIDC	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios.
FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.
Furnas	Furnas Centrais Elétricas S.A.
Gigawatt ou GW	Unidade equivalente a um bilhão de Watts.
Gigawatt-hora ou GWh	Unidade equivalente a um Gigawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por uma hora ou um bilhão de Watts-hora.
Governo Federal	Governo da República Federativa do Brasil.
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IBRACON	Instituto dos Auditores Independentes do Brasil.
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços.
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado.
IFRS	Normas internacionais de contabilidade promulgadas pelo <i>International Accounting Standards Committee</i> .
Imposto de Renda	Imposto incidente sobre a renda.
Instituição Contratada ou Planner	Planner Corretora de Valores S.A.
Instituições Intermediárias	Coordenador Líder e Planner, em conjunto.
Instrução CVM 325	Instrução CVM nº 325, de 27 de dezembro de 2000, conforme alterada.
Instrução CVM 358	Instrução CVM nº 358, de 03 de janeiro de 2002, conforme alterada.
Instrução CVM 371	Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, conforme alterada.
Instrução CVM 400	Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.
Investco	Investco S.A.
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo, índice de inflação divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
Itaipu	Itaipu Binacional, usina hidrelétrica detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.
Kilovolt ou kV	Unidade equivalente a mil Volts.
Kilowatt ou kW	Unidade equivalente a mil Watts.
Kilowatt-hora ou kWh	Unidade equivalente a um Kilowatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou mil watts-hora.

Lei das Sociedades por Ações	Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada.
Lei de Concessões	Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, conforme alterada.
Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e sua regulamentação posterior.
Lei do Setor Elétrico	Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme alterada.
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica.
Margem EBITDA	EBITDA dividido pela receita líquida.
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia.
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
Megawatt ou MW	Unidade equivalente a um milhão de Watts.
Megawatt-hora ou MWh	Unidade equivalente a um Megawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou um milhão de Watts-hora.
Megavolt Ampère ou MVA	Unidade equivalente a 1 milhão de Volts Ampère.
MME	Ministério de Minas e Energia.
Naturatins	Instituto Natureza do Tocantins.
ONG	Organização Não-Governamental.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento, criado pelo Governo Federal para estimular o crescimento em algumas regiões do Brasil.
País	República Federativa do Brasil.
Permuta de Ativos	Operação de permuta de ativos completada em 11 de setembro de 2008, pela qual (i) a Companhia e a Rede Power transferiram à Energias do Brasil a totalidade de suas participações societárias nas sociedades Rede Lajeado, Tocantins Energia e Investco, e (ii) a Energias do Brasil transferiu à Companhia a totalidade da sua participação societária na ENERSUL, conforme Instrumento Particular de Compromisso de Permuta de Ativos e Outras Avenças, celebrado em 18 de junho de 2008, entre EDP – Energias do Brasil S.A., Rede Energia S.A. e Rede Power do Brasil S.A.
Pequenas Centrais Hidrelétricas ou PCH	Usinas hidrelétricas com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW que atendam aos requisitos estabelecidos pela Resolução ANEEL 652, de 9 de dezembro de 2003.
PIS	Programa de Integração Social.
Poder Concedente	União Federal.

Práticas Contábeis Adotadas no Brasil	Princípios e práticas contábeis adotadas no Brasil, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, normas e instruções da CVM, normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica estabelecidas pela ANEEL e boletins técnicos publicados pelo IBRACON.
Programa Luz para Todos	Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz para Todos, instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003.
Programa Nacional de Desestatização	Programa Nacional de Desestatização – PND, promovido pelo Governo Federal.
Prospecto Definitivo ou Prospecto	Este Prospecto Definitivo de Debêntures Simples de Emissão da Companhia.
Prospecto Preliminar	Prospecto Preliminar de Debêntures Simples de Emissão da Companhia ou Prospecto.
QMRA	QMRA Participações S.A.
Rede Básica	Conjunto de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV e instalações definidas pela ANEEL.
REDECOM	Rede Comercializadora de Energia S.A.
Rede Energia ou Companhia	A Rede Energia S.A. ou a Companhia, em conjunto com suas controladas.
Rede Lajeado	Rede Lajeado Energia S.A.
REDESUL/SUDESTE	EEB, CNEE, Caiuá Distribuidora, CFLO e EDEVP, conjuntamente.
REDEPREV	Fundação Rede de Previdência.
Rede Power	Rede Power do Brasil S.A.
REDESERV	Rede Eletricidade e Serviços S.A.
RGR	Reserva Geral Reversão, utilizada em projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, o Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (Procel) e o Reluz, que trata da eficiência energética na iluminação pública dos municípios brasileiros.
Selic	Taxa de juros do Sistema Especial de Liquidação e Custódia.
SIN	Sistema Interligado Nacional, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil incluindo empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte do País, alcançando quase a totalidade das empresas geradoras de energia elétrica no País.
Tangará Energia	Tangará Energia S.A.
Tocantins Energia	Tocantins Energia S.A.

TCU	Tribunal de Contas da União.
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.
UHE	Usina hidrelétrica, unidade geradora que transforma energia potencial da água acumulada no reservatório em eletricidade.
UHE Guaporé	Usina Hidrelétrica de Guaporé, localizada no Rio Guaporé, no Estado do Mato Grosso.
UHE Lajeado	Usina Hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães, localizada no Rio Tocantins, no Estado do Tocantins.
U.S. GAAP	Princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América.
UTE	Usina termelétrica, unidade de geração que utiliza a energia térmica proveniente da queima de combustível, tais como: carvão, óleo, gás natural, diesel e outro hidrocarbono como fonte de energia para impulsionar o gerador de eletricidade.
Vale do Vacaria	Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S.A.
Valor Anual de Referência	Valor calculado pela ANEEL referente aos custos de aquisição de energia elétrica, para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais, conforme previsto no Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004.
Volt	A unidade básica de tensão de energia elétrica.
Watt	A unidade básica de potência de energia elétrica.

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES FUTURAS

Este Prospecto inclui estimativas e declarações futuras, principalmente nas Seções “*Resumo da Companhia*”, “*Fatores de Risco*”, “*Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais*”, “*O Setor de Energia Elétrica no Brasil*” e “*Atividades da Companhia*”. As estimativas e declarações futuras da Companhia têm por embasamento, em grande parte, expectativas atuais e estimativas sobre eventos futuros e tendências financeiras que afetam ou podem afetar seus negócios e que não estão sob o controle da Companhia. Tais estimativas e declarações futuras não correspondem a garantias de performance e seus resultados futuros podem ser significativamente diferentes daqueles sugeridos ou incluídos nas estimativas e declarações futuras da Companhia. Muitos fatores importantes, além dos fatores discutidos neste Prospecto, podem afetar adversamente os resultados da Companhia tais como previstos nas estimativas e declarações futuras da Companhia. Tais fatores incluem, entre outros, os seguintes:

- (i) a conjuntura econômica, política, demográfica e de negócios no Brasil e, particularmente, em nossas áreas de concessão;
- (ii) mudanças nas condições gerais econômicas, políticas e de negócios tais como crescimento das taxas de juros, da inflação e valorização e desvalorização do real;
- (iii) o crescimento da indústria brasileira de energia;
- (iv) a capacidade de implantar sua estratégia de negócios, inclusive com relação à sua estratégia de crescimento;
- (v) a capacidade de realizar aquisições ou aumentar sua participação nas suas principais controladas;
- (vi) a habilidade de implementar seu plano de investimentos e de reestruturação da dívida, incluindo a habilidade de adquirir novas concessões em leilões realizados pelo Governo Federal em termos satisfatórios, de construir novos projetos de geração de energia, e de obter financiamento quando necessário em condições favoráveis;
- (vii) alterações nos regulamentos governamentais, incluindo regulamentos tributários ou ambientais, atuais e futuros relativos ao setor elétrico;
- (viii) alterações nas tarifas de energia elétrica e aumento de custo da energia comprada;
- (ix) a extinção antecipada de nossas concessões de geração e distribuição ou penalidades por não cumprimento de suas condições;
- (x) limitações à geração de energia elétrica em virtude de escassez de recursos hídricos e interrupções do sistema de transmissão, problemas operacionais e técnicos ou danos físicos em instalações;
- (xi) a capacidade de controlar e reduzir as perdas de energia;
- (xii) a habilidade de prever corretamente a demanda de energia nas regiões em que detém concessão de distribuição;
- (xiii) aumento de concorrência na indústria energética brasileira;
- (xiv) alterações na demanda de energia elétrica ;
- (xv) interrupções do fornecimento de energia elétrica;
- (xvi) decisões adversas em seus processos judiciais e administrativos;
- (xvii) flutuações nos preços dos combustíveis;

- (xviii) o custo e a disponibilidade de financiamentos;
- (xix) a capacidade de observar os termos e condições dos seus contratos financeiros;
- (xx) perfil de adimplência por parte dos consumidores e sua capacidade de recuperar contas a receber vencidas;
- (xxi) o nível de capitalização e endividamento; e
- (xxii) outros fatores de risco apresentados na Seção “*Fatores de Risco*”, a partir da página 58 deste Prospecto.

As palavras “acredita”, “pode”, “poderá”, “visa”, “estima”, “continua”, “antecipa”, “pretende”, “espera” e outras palavras similares têm por objetivo identificar estimativas e expectativas. As considerações sobre estimativas e declarações futuras incluem informações atinentes a resultados e projeções, estratégia, planos de financiamentos, posição concorrencial, ambiente do setor, oportunidades de crescimento potenciais, os efeitos de regulamentação futura e os efeitos da concorrência. Tais estimativas e projeções referem-se apenas à data em que foram expressas, sendo que a Companhia não assume a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer dessas estimativas em razão da ocorrência de nova informação, eventos futuros ou de quaisquer outros fatores. Em vista dos riscos e incertezas aqui descritos, as estimativas e declarações futuras constantes deste Prospecto podem não se concretizar ou podem se concretizar de maneira diversa da prevista pela Companhia. Tendo em vista estas limitações, os investidores não devem tomar suas decisões de investimento com base nas estimativas, expectativas e declarações futuras contidas neste Prospecto.

Fontes de informação

As informações sobre o setor de energia elétrica constantes deste Prospecto, inclusive informações sobre a participação da Companhia no referido setor, foram extraídas de fontes públicas reconhecidas (entidades de classe e órgãos governamentais), tais como Ministério de Minas e Energia, ANEEL, CCEE, ONS, entre outros.

As informações referentes à população dos Estados e Municípios têm como fonte o censo do IBGE de 2007.

As informações referentes ao PAC têm como fonte o Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão.

RESUMO DA COMPANHIA

Visão Geral

A Companhia é uma companhia controladora de um dos principais grupos de distribuição de energia no Brasil, com atuação também nos segmentos de comercialização e geração. Atua em 578 municípios de sete Estados brasileiros, distribuindo energia para aproximadamente 4,4 milhões de consumidores. A Companhia possui a maior área de concessão de distribuição do Brasil entre grupos privados, cobrindo cerca de 2,8 milhões km², equivalentes a aproximadamente 34,0% do território nacional e superior às áreas combinadas da França, Espanha, Suécia, Alemanha, Polônia, Itália e Reino Unido, e que abriga uma população total de aproximadamente 15,0 milhões de habitantes.

Segundo a ABRADÉE, a Companhia é a maior distribuidora de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em termos de número de consumidores, com 35,1% do total da região Norte e 28,9% do total da região Centro-Oeste, e em termos de consumo de energia, com 35,4% do total da região Norte e 37,4% do total da região Centro-Oeste. Entre 2003 e 2008, as áreas de concessão da Companhia nas regiões Norte e Centro-Oeste apresentaram conjuntamente um crescimento médio anual de 8,0% no consumo de eletricidade (considerando a inclusão da ENERSUL a partir de setembro de 2008), superior à média nacional nesse período que foi de 5,1% de acordo com a EPE.

Abaixo se encontram as principais informações financeiras e operacionais consolidadas da Emissora para os períodos indicados:

Rede Energia S.A. (consolidado)	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de				Período encerrado em 30 de setembro		
	2006	2007	2008	(em R\$ milhões) CAGR	2008	2009	Varição
Energia Distribuída (GWh)	13.081	14.038	15.995	10,6%	11.297	13.567	20,1%
Consumidores	3.152	3.348	4.243	16,0%	4.196	4.438	5,8%
Receita Bruta	4.775,1	5.179,7	6.075,1	12,8%	4.166,1	5.605,9	34,5%
Receita Líquida	2.900,9	3.300,2	3.995,8	17,4%	2.706,0	3.751,4	38,6%
EBITDA ⁽¹⁾	905,4	1.026,0	1.068,9	8,6%	686,8	853,5	24,3%
Margem EBITDA (%)	31,2%	31,1%	26,8%	-7,3%	25,4%	22,8%	-10,2%
Lucro/Prejuízo	88,5	28,7	205,3	52,3%	(224,2)	(55,6)	75,2%
Endividamento – Curto Prazo	657,9	345,9	1.015,4	24,2%	877,7	1.388,0	58,1%
Endividamento – Longo Prazo	1.966,7	3.074,4	3.469,3	32,8%	3.534,5	3.392,8	-4,0%

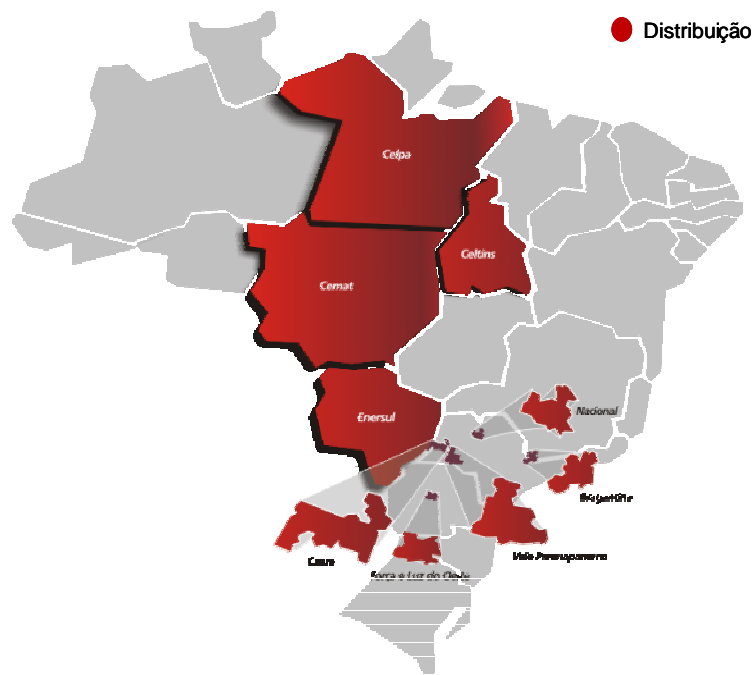
⁽¹⁾ EBITDA: O EBITDA representa o lucro (prejuízo) líquido excluindo-se os efeitos de resultado em participações societárias, resultado financeiro, resultado não operacional, imposto de renda, contribuição social, crédito fiscal diferido, participação dos minoritários, depreciação e amortização. O EBITDA não é uma medida sob as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou dos Estados Unidos e não deverá ser considerado como alternativa ao lucro líquido como indicador do resultado operacional nem como alternativa ao caixa operacional como indicador de liquidez. O EBITDA calculado pela Companhia pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias. Vide Seção “Sumário das Informações Financeiras Consolidadas – Reconciliação do EBITDA”, na página 30 deste Prospecto.

Os principais ramos de atuação da Companhia são:

Distribuição

Em 2008 e nos primeiros nove meses de 2009, as atividades de distribuição representaram 100,1% e 94,4% do EBITDA consolidado da Companhia, o que equivale a R\$1.069,6 milhões e R\$805,7 milhões respectivamente.

O mapa a seguir ilustra a área de atuação das distribuidoras CEMAT, CELPA, ENERSUL, CELTINS e REDESUL/SUDESTE:



A tabela a seguir apresenta alguns dados operacionais relativos às distribuidoras :

	Estado de Atuação	Percentual do Território Brasileiro	Crescimento médio do consumo de energia de 2004 até 2008	Vendas de Energia no exercício encerrado em 31 de dezembro de (GWh)			Consumidores atendidos em 31 de dezembro de (mil)		
				2006	2007	2008	2006	2007	2008
CEMAT	Mato Grosso	10,6%	7,8%	3.982	4.347	4.782	828	875	940
CELPA	Pará	14,7%	6,7%	4.739	5.117	5.519	1.393	1.498	1.550
ENERSUL⁽¹⁾	Mato Grosso do Sul ⁽²⁾	3,9%	1,0%	-	-	2.928			741
CELTINS	Tocantins	3,3%	8,2%	964	1.068	1.149	345	373	393
REDE SUL / SUDESTE⁽³⁾	Partes dos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná	0,4%	3,6%	2.751	2.880	3.098	587	602	618

(1) Adquirida em 11 de setembro de 2008.

(2) Exceto 5 municípios de um total de 78 municípios.

(3) Cinco distribuidoras administradas conjuntamente como uma única unidade operacional que atendem 83 municípios nos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná.

Comercialização

Desde 2004, a Companhia tem expandido as atividades de comercialização de energia desenvolvidas pela REDECOM sobretudo como forma de prestar serviços de valor agregado a seus clientes no crescente mercado dos consumidores livres e ainda de mitigar eventuais perdas da Companhia com a migração de consumidores cativos para consumidores livres. A REDECOM realiza atividades de compra e venda de energia elétrica convencional e alternativa, representação em leilões, assessoria em contratos com terceiros e avaliação de oportunidades no mercado livre de energia. A REDECOM é a única empresa comercializadora de energia do

Brasil certificada pela norma ISO 9001/2000 (uma norma internacional que fornece requisitos para qualidade). A REDECOM é também a maior comercializadora brasileira de fontes alternativas e renováveis de energia. Em 2008 e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, as atividades de comercialização representaram 0,0% e 2,6% do EBITDA consolidado da Companhia, o que equivale a R\$0,5 milhão e R\$22,2 milhões, respectivamente. A receita operacional bruta da REDECOM passou de R\$149,8 milhões em 2007 para R\$229,7 milhões em 2008, um crescimento de 53,4%, e de R\$171,9 milhões no período encerrado em 30 de setembro de 2008 para R\$224,0 milhões no período encerrado em 30 de setembro de 2009, um crescimento de 30,3%.

Geração

Em 2008 e nos primeiros nove meses de 2009, as atividades das geradoras representaram 12,7% e 3,7% de nosso EBITDA consolidado da Companhia, o que equivale a R\$135,9 milhões e R\$32,0 milhões, respectivamente. Atualmente a Companhia opera a UHE Guaporé no Estado do Mato Grosso, com capacidade instalada total de 120,0 MW, e as PCHs Juina e Aripuanã, também no Estado do Mato Grosso, com capacidade instalada de 5,3MW e 0,8 MW, respectivamente. Adicionalmente, a Denerge detém 51,0% da concessão para a implantação e exploração do Aproveitamento Hidrelétrico Couto Magalhães, localizado na divisa dos Estados do Mato Grosso e Goiás, com capacidade prevista de 150 MW. Atualmente a Companhia está elaborando o Projeto Básico de Engenharia e desenvolvendo o Licenciamento Ambiental deste aproveitamento. A previsão é de início das obras no 2º semestre de 2010 ou 1º semestre de 2011, com o início de geração de energia elétrica a partir de 2013.

Pontos Fortes

A Companhia acredita possuir os seguintes pontos fortes:

- *Crescimento histórico acima da média nacional e potencial elevado nas regiões em que atua.* As concessões de distribuição estão localizadas em regiões que apresentam crescimento do consumo de energia superiores à média nacional, de acordo com o IBGE e Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) (entidade governamental responsável pela elaboração de estudos e pesquisas para o planejamento do setor energético). A Companhia acredita que essas áreas do Brasil vão lhe permitir obter um crescimento orgânico diferenciado. O consumo de eletricidade nos Estados do Pará, Mato Grosso e Tocantins registrou um crescimento médio anual de 6,3%, 6,4% e 8,2%, respectivamente, entre 2003 e 2008. O Estado do Mato Grosso do Sul apresentou crescimento acumulado de 6,8% no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado ao mesmo período de 2008. De 2000 até 2008 a Companhia teve um crescimento orgânico, por meio da conexão de 1,4 milhão de consumidores novos à sua rede, representando um crescimento médio anual de 5,2% de sua base de consumidores no período. Tendo em vista sua experiência na identificação e implantação de soluções adequadas para áreas muito extensas e com baixa densidade populacional, a Companhia acredita que tem a capacidade para se beneficiar de tais oportunidades e manter suas altas taxas de crescimento. A Companhia acredita também que as regiões em que atua oferecem oportunidades de expansão e crescimento significativas, fundamentalmente em razão do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), instituído pelo Governo Federal, que prevê um investimento total de R\$49,6 bilhões até o final de 2010, nos Estados do Pará, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Tocantins. Esses investimentos serão destinados para logística, desenvolvimento energético, social e urbano. Este mercado, além de ter um crescimento acima da média nacional, apresenta relativa previsibilidade, com base no crescimento médio das Regiões Norte e Centro-Oeste de 6,2% ao ano verificado de 2006 até 2008, bem como na sua receita bruta consolidada, que apresentou um crescimento médio anual de 8,5%, nesse mesmo período, sem incluir a ENERSUL na base de 2008.
- *Ampla experiência na aquisição, recuperação e reorganização de empresas com potencial significativo para obtenção de melhoria operacional.* Desde os anos 80, quando iniciou seu processo de expansão, a Companhia acumulou grande experiência na aquisição, reorganização e recuperação de empresas em dificuldades, particularmente no setor de distribuição de energia elétrica. Essa experiência foi aplicada com sucesso após assumir o controle da CELTINS em 1989, da CEMAT em 1997 e da CELPA em 1998 onde rapidamente promoveu significativas melhoras operacionais e financeiras, e durante o processo de reestruturação e desverticalização pelo qual passou entre 2005 e 2006. A Companhia segue altos padrões de qualidade na prestação de seus serviços, o que tem proporcionado um alto reconhecimento por parte de seus consumidores. As distribuidoras têm apresentado evolução significativa dos principais índices de desempenho operacional. Sua produtividade, medida pelo número de consumidores por empregado, atingiu a marca de 666 consumidores por empregado em 2008,

comparado a 605 em 2007 e 566 em 2006. Em 2009, a distribuidora CEMAT foi eleita pela ABRADÉE a melhor empresa de energia elétrica da região Norte e Centro-Oeste, juntamente com a Vale do Paranaapanema, igualmente considerada a melhor das concessionárias com menos de 500.000 clientes. Em 11 de setembro de 2008, a Companhia concluiu a aquisição da ENERSUL, principal distribuidora do Estado do Mato Grosso do Sul, consolidando assim sua posição de liderança nas regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil. Sob sua gestão, já em 2009, a ENERSUL foi elencada pela ABRADÉE como a segunda melhor empresa da região Centro-Oeste com uma diferença de 0,4% abaixo da CEMAT. Há menos de um ano sob seu controle a ENERSUL recebeu, ainda, pela ABRADÉE a melhor pontuação em imagem em um histórico de onze anos de avaliação. A Companhia acredita que sua reconhecida qualidade com relação à prestação de seus serviços e sua eficiência operacional possibilita a manutenção de uma imagem positiva junto a seus consumidores e um bom relacionamento com o Poder Concedente, o que colabora para a expansão de seus negócios.

- *Previsibilidade tarifária e longo prazo das concessões.* As tarifas das principais distribuidoras da Companhia estão definidas para os próximos 4 e 5 anos após a conclusão das revisões tarifárias de 2007 e 2008, respectivamente. Dentre as principais concessões de distribuição, a CELTINS, a CEMAT, a ENERSUL e a CELPA possuem prazos de validade até os anos de 2020, 2027, 2027 e 2028, respectivamente, podendo tais prazos serem prorrogados por mais 30 anos (ou 20 anos no caso da CELTINS), nos termos dos respectivos contratos de concessão.
- *Forte compromisso e longa experiência no setor elétrico brasileiro.* A administração sênior tem, em média, mais de 20 anos de experiência no setor elétrico. A Companhia é um grupo privado com tradição nesse setor, em atividade desde 1903 com a fundação da Empresa Elétrica Bragantina S.A., sendo que desde então foi mantido o comprometimento com o setor e com o País. Durante todos esses anos, a Companhia adquiriu um vasto conhecimento do mercado, seus aspectos regulatórios e operação do negócio. Em 1989, em uma parceria inédita com o Estado de Tocantins, a Companhia adquiriu a CELTINS, primeira distribuidora de energia elétrica a ser privatizada no Brasil, e, nos anos de 1997 e 1998, participou do programa de privatização ocorrido no setor de energia elétrica, por meio das aquisições das empresas CEMAT e CELPA. Os principais membros da administração lideraram, juntos, o processo de recuperação e reorganização das suas empresas durante o processo de expansão.
- *Experiência no desenvolvimento e operação de projetos de geração e comercialização.* A Companhia tem ampla experiência em projetos de geração hidrelétrica, adquirida no desenvolvimento e na operação de 28 usinas de pequeno e médio portes nos últimos 20 anos, representando uma capacidade instalada de aproximadamente 335 MW. Com a entrada em operação da UHE Lajeado em dezembro de 2001, cuja participação foi transferida para a Energias do Brasil em 11 de setembro de 2008, a Companhia tornou-se o primeiro grupo privado a desenvolver integralmente um projeto de geração hidrelétrica de grande porte desde a fase de estudo de viabilidade (capacidade instalada de 902,5 MW). A Companhia atua na comercialização de energia desde 2004. Naquele exercício, atendeu 6 consumidores livres e comercializou um total de 107 GWh. Em 2009, atendeu 145 consumidores e comercializou 1.729 GWh nos primeiros nove meses do ano, mercado o que posiciona a Companhia entre as 5 maiores comercializadoras do Brasil, sendo que a Companhia é a maior comercializadora brasileira no fornecimento de fontes incentivadas e renováveis de energia, segundo a CCEE.

Estratégias de Negócio

As principais estratégias da Companhia são as seguintes:

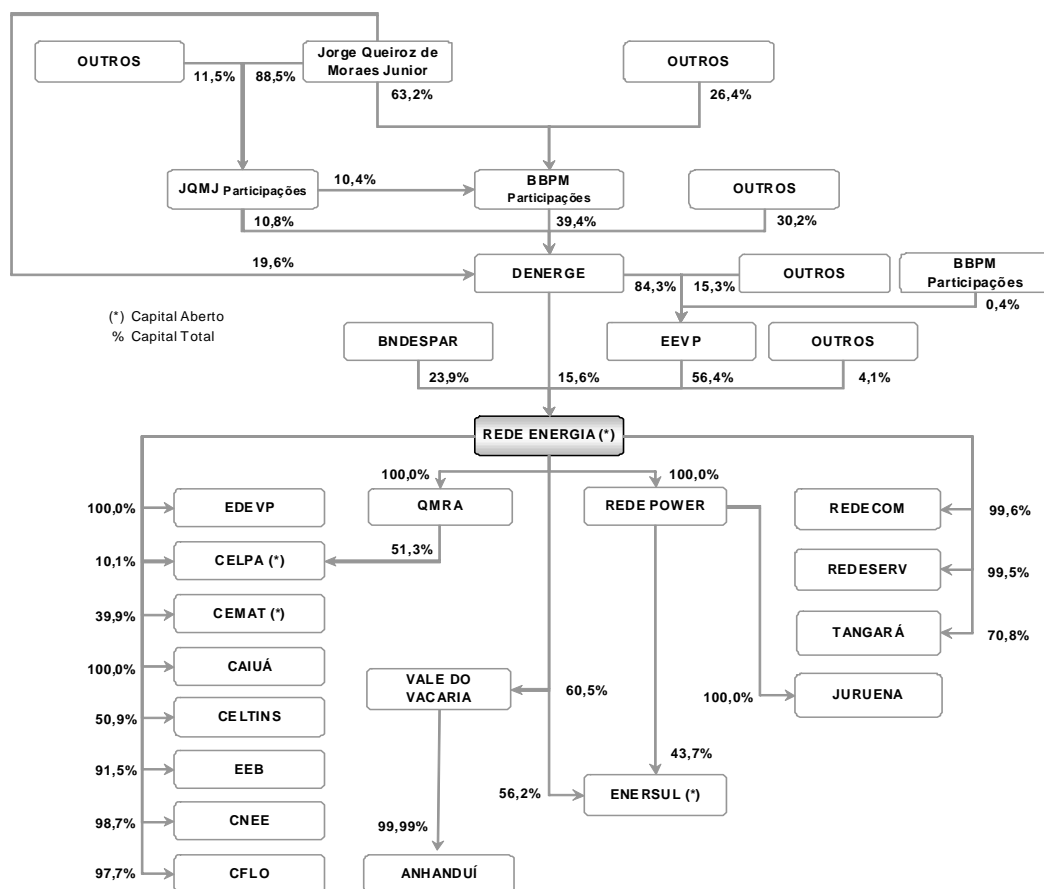
- *Investir em eficiência técnica e operacional.* Esta estratégia tem como objetivo a centralização e a otimização dos macro-processos principais da Companhia, com aproveitamento máximo de sua estrutura corporativa, permitindo que as empresas estejam orientadas e dimensionadas exclusivamente à realização de sua atividade fim, visando ao aumento da eficiência operacional e ao controle rigoroso de seus custos operacionais e administrativos. Essa centralização está baseada na adoção de novas tecnologias, como digitalização da rede elétrica, modernização de Centros de Operação do Sistema e da Distribuição, canais adequados de telecomunicações e conceitos modernos de logística e suprimentos, entre outros. Em 2009, a Companhia deu início ao “Projeto Evoluir”, que consolida e unifica nossos esforços de melhorias técnica e operacionais e que engloba sete frentes integradas de atuação: (i) criação do centro de serviço compartilhado com o objetivo de unificar os processos contábeis, fiscais e financeiros, (ii) estruturação do processo unificado de cobrança; (ii) estruturação da operação e engenharia com vistas a melhorar a eficiência das áreas operacionais; (iv) elaboração do manual de

controle patrimonial elétrico para permitir maior eficiência nas negociações tarifárias; (v) implantação de um serviço centralizado de *call center* capaz de atender com qualidade e eficiência de custos as necessidades de todas as empresas; (vi) aperfeiçoamento dos procedimentos de distribuição de modo a permanentemente atender às exigências da ANEEL, e (vii) implantação do sistema SAP.

- *Continuar a Investir em programas de redução de perdas.* A Companhia continuará a investir na expansão e aperfeiçoamento dos programas de redução de perdas com o objetivo de reduzir seus índices atuais. Assumindo que todas as demais variáveis fiquem constantes, estima-se que cada ponto percentual de redução na perda consolidada significa um acréscimo de aproximadamente R\$38,21 milhões por ano no EBITDA consolidado da Companhia. A estratégia conjuga os esforços de combate às perdas comerciais por meio de fiscalização, combinados com (i) substituição de medidores mecânicos por eletrônicos e (ii) uso de moderna tecnologia de medição, em sistemas centralizados que permitem monitoramento e controle “*on line*” do fornecimento de energia elétrica, bem como corte e religamento remotos.
- *Expandir a base de consumidores e intensificar os negócios nas áreas em que atua.* A Companhia pretende aproveitar o potencial de crescimento de seus negócios nas áreas em que atua para atrair novos consumidores às suas redes, investindo na expansão e melhoria de seus sistemas de distribuição. A Companhia acredita ainda que as regiões em que atua oferecem oportunidades de expansão e crescimento significativo, podendo-se citar, inclusive, o PAC, instituído pelo Governo Federal, que prevê um investimento total de R\$66,9 bilhões, nos Estados do Pará, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Tocantins até o final de 2010, que serão destinados a logística, desenvolvimento energético, social e urbano. Adicionalmente, a Companhia acredita que os programas de incentivo governamentais representam oportunidades para acelerar o crescimento da base de consumidores e a expansão de sua rede nas áreas em que atua. Nos primeiros nove meses de 2009, a Companhia conectou ao seu sistema aproximadamente 195,6 mil novos consumidores em suas áreas de atuação.
- *Expandir e fortalecer a atividade de comercialização.* A Companhia pretende expandir e fortalecer suas atividades de comercialização e intermediação de venda de energia, as quais representam uma importante oportunidade de fidelização de consumidores existentes e de captação de novos consumidores, de modo que a Companhia possa operar com eficiência e lucratividade não apenas na compra e venda de energia mas também em atividades integradas como representação em leilões de energia convencional e alternativa, assessoria em contratos com terceiros e avaliação para clientes de oportunidades nos mercados de curto, médio e longo prazos.
- *Consolidar os negócios e operações.* A Companhia continuará a buscar a consolidação de suas participações acionárias nas atividades de distribuição e geração por meio de aquisições de participações minoritárias. Adicionalmente, a Companhia poderá vir a avaliar outras transações que proporcionem a complementação de suas operações e que apresentem potencial de crescimento e retorno atrativo sobre o investimento. Neste sentido, em setembro de 2008, a Companhia concluiu a aquisição da ENERSUL, principal distribuidora do Estado do Mato Grosso do Sul, consolidando assim sua posição de liderança nas regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil, e outubro de 2008, a Companhia consolidou sua posição na Celpa, aumentando sua participação indireta de 43,43% para 61,37% no seu capital total.

Organograma Societário

O organograma abaixo mostra a estrutura societária do grupo na data deste Prospecto:



(*) Companhias de capital aberto.

(**) Percentual do BNDESPAR, EEVP e Outros referem-se à participação no capital total da Companhia e não apenas no capital votante.

Abaixo segue uma tabela com as participações acionárias diretas e indiretas (capital total e capital votante) em suas principais controladas nas datas indicadas:

Empresas	Atividade	Em 31 de dezembro de			Em 30 de setembro de	
		2008	2007	2006	2009	
		Capital Total (%)			Capital Total (%)	Capital Votante (%)
CELPA	Distribuição	61,4	43,4	43,4	61,4	65,2
CEMAT	Distribuição	39,9	39,9	37,5	39,9	61,8
CELTINS	Distribuição	50,9	50,9	50,9	50,9	70,0
ENERSUL ⁽¹⁾	Distribuição	99,9	-	-	99,9	99,9
Caiuá Distribuidora	Distribuição	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
EEB	Distribuição	91,5	91,5	91,5	91,5	96,4
CNEE	Distribuição	98,7	98,7	98,7	98,7	100,0
CFLO	Distribuição	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7
EDEVP	Distribuição	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Juruena	Geração	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Rede Lajeado ⁽²⁾	Geração	-	53,7	59,8	-	-
Tangará Energia	Geração	70,8	70,8	67,3	70,8	100,0
Vale do Vacaria	Bioenergia	50,9	50,9	-	60,5	60,5
Anhanduí	Bioenergia	50,9	50,9	-	60,5	60,5
Rede Power do Brasil S.A.	Prest. Serviços	100,0	100,0	99,8	100,0	100,0
QMRA Participações S.A.	Holding	100,0	65,0	65,0	100,0	100,0
REDECOM	Comercialização	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6
REDESERV	Prest. Serviços	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5

(1) Participação adquirida em 11 de setembro de 2008 em razão da Permuta de Ativos.

(2) Participação alienada em 11 de setembro de 2008 em razão da Permuta de Ativos.

Eventos Recentes

Empréstimo com o BNDES

Em 29 de setembro de 2009, a Diretoria do BNDES aprovou, por meio da Decisão Dir 1055/2009 – BNDES, um empréstimo em favor da CELPA, no valor total de R\$449,3 milhões, dividido em três subcréditos sobre os quais incidirão juros que variam de 3,57% a 4,50% a.a. acima da TJLP. Esse empréstimo será garantido pela QMRA e pela Rede Energia, na condição de devedoras solidárias, e por cessão e vinculação da receita proveniente da prestação de serviços de energia elétrica ou de outros recursos equivalente a, no mínimo, 1,5 vezes o valor correspondente ao serviço da dívida mensal.

SUMÁRIO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OPERACIONAIS CONSOLIDADAS

O sumário dos balanços patrimonial e das demonstrações de resultado para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008 é derivado das informações do balanço patrimonial consolidado ou das demonstrações de resultado da Companhia auditadas pela BDO, incluídas neste Prospecto.

O sumário dos balanços patrimoniais e das demonstrações de resultado para os períodos encerrados em 30 de setembro de 2008 e 2009 é derivado das informações do balanço patrimonial consolidado ou das demonstrações de resultado consolidadas da Companhia revisadas pela BDO, incluídas também neste Prospecto.

Em função da aquisição da ENERSUL em 11 de setembro de 2008, as demonstrações financeiras da Companhia possuem comparabilidade limitada.

As informações a seguir devem ser lidas e analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas e respectivas notas explicativas, incluídas neste Prospecto, e com as seções “Informações Financeiras e Operacionais Seleccionadas” e “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais”, na página 75 e 85, respectivamente, deste Prospecto.

Mudanças nas Práticas Contábeis

Em 28 de dezembro de 2007, foi promulgada a Lei 11.638, que alterou, revogou e introduziu novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações relacionados à preparação e divulgação das demonstrações financeiras. Em 3 de dezembro de 2008, a Medida Provisória nº 449, convertida na Lei 11.941, alterou e complementou alguns aspectos da referida lei e instituiu o regime tributário de transição (RTT), dentre outras providências. A Lei 11.638/07 e a MP 449/08 modificam a Lei nº 6.404/76 (Lei das Sociedades por Ações) em aspectos relativos à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras e tiveram como principal objetivo atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade, emitidas pelo “*International Accounting Standards Board – IASB*”.

Em decorrência da promulgação da Lei 11.638, e da Lei 11.941, inclusive por conta das Medidas Provisórias que lhes deram origem, durante 2008 foram editados pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) diversos pronunciamentos com aplicação obrigatória para as demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008. O CPC é uma entidade que tem por objeto o estudo e a divulgação dos princípios, normas e padrões de contabilidade e auditoria. A adoção dos pronunciamentos e orientações técnicas emitidas pelo CPC depende da aprovação da CVM, Banco Central ou outras agências reguladoras.

Adicionalmente, em continuidade a esse processo de convergência, foram e deverão ser editados novos pronunciamentos contábeis que poderão eventualmente trazer impactos relevantes sobre o resultado das operações da Companhia. A Companhia não tem controle e não pode prever quais serão os novos pronunciamentos contábeis a serem emitidos ainda em 2009 e nos anos seguintes, nem os impactos de pronunciamentos de aplicação obrigatória apenas para o encerramento do exercício de 2009.

Futuras demonstrações financeiras a serem elaboradas pela Companhia poderão eventualmente vir a ser alteradas de maneira relevante em decorrência desses novos pronunciamentos contábeis previstos para serem emitidos pelo CPC e normatizados pela CVM no decorrer do exercício de 2009, como por exemplo a exigência da CVM na preparação de demonstrações financeiras consolidadas de acordo com o IFRS para os exercícios a findarem-se em 31 de dezembro de 2010 comparativos a 31 de dezembro de 2009. Inclusive, tais pronunciamentos podem requerer a aplicação das novas práticas contábeis para as demonstrações de períodos ou exercícios anteriores apresentados comparativamente resultando em ajustes retroativos.

Na elaboração das Informações Financeiras relativas ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 e das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2008, a Companhia adotou as alterações na legislação societária introduzidas pela Lei nº 11.638/07 (“Lei 11.638/07”), de 28 de dezembro de 2007, com as respectivas modificações introduzidas pela Medida Provisória nº 449/08 (“MP 449/08”), de 3 de dezembro de 2008. Para maiores informações, vide as demonstrações financeiras de 2008 anexas neste Prospecto.

No entanto, conforme facultado pelo Ofício Circular/CVM/SNC/SEP no. 02/2009 e pelo Pronunciamento Técnico CPC 13, a Companhia optou por não reapresentar as demonstrações financeiras do período de nove

meses findo em 30 de setembro de 2008 e exercício encerrado em 31 de dezembro de 2006 e 2007 com os ajustes que permitiriam a comparação entre os exercícios. Por esse motivo, as informações contábeis apresentadas neste Prospecto, referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008 e aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2006 e 2007, não são comparativas com as do período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 e ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, respectivamente.

As Informações Financeiras para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 e as demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 anexas a este Prospecto apresentam em suas notas explicativas, explicações e conciliações dos ajustes provenientes da adoção pela Companhia, da Lei 11.638/07.

Informações das Demonstrações de Resultado

Exercício encerrado em 31 de dezembro de								
(Em R\$ milhões , exceto percentuais)								
	2006	Análise Vertical (%)	2007	Análise Vertical (%)	2008	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal (%) 07/06	Análise Horizontal (%) 08/07
RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
Total da receita bruta	4.775,1	164,6%	5.179,7	157,0%	6.075,1	152,0%	8,5%	17,3%
Total das deduções	(1.874,2)	-64,6%	(1.879,5)	-57,0%	-2.079,4	-52,0%	0,3%	10,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.900,9	100,0%	3.300,2	100,0%	3.995,8	100,0%	13,8%	21,1%
Custo do serviço de energia elétrica	(1.116,3)	-38,5%	(1.361,6)	-41,3%	-1.956,8	-49,0%	29,3%	35,6%
CUSTO DE OPERAÇÃO								
Total dos custos de operação	(672,5)	-23,2%	(719,8)	-21,8%	-875,5	-21,9%	7,0%	21,6%
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	1.102,0	38,0%	1.127,2	34,2%	1.159,8	29,0%	2,3%	2,9%
DESPESAS OPERACIONAIS								
Total das despesas operacionais	(484,2)	-16,7%	(424,9)	-12,9%	-432,1	-10,8%	-12,2%	1,7%
RESULTADO DO SERVIÇO	617,8	21,3%	702,3	21,3%	727,7	18,2%	13,7%	3,6%
Resultado de participações societárias	174,0	6,0%	(23,5)	-0,7%	-20,1	-0,5%	-113,5%	-14,6%
RESULTADO FINANCEIRO								
Total das receitas financeiras	296,5	10,2%	443,8	13,4%	1.202,9	30,1%	49,7%	171,1%
Total das despesas financeiras	(788,1)	27,2%	(820,2)	24,9%	-1.389,0	-34,8%	4,1%	69,4%
Resultado financeiro	(491,6)	16,9%	(376,3)	11,4%	-186,0	-4,7%	-23,5%	-50,6%
RESULTADO OPERACIONAL	300,1	10,3%	302,5	9,2%	521,6	13,1%	0,8%	72,4%
OUTROS RESULTADOS								
Total de outros resultados	97,1	3,3%	(25,5)	-0,8%	-62,6	-1,6%	-126,3%	145,7%
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	397,2	13,7%	277,0	8,4%	458,9	11,5%	-30,3%	65,7%

**IMPOSTO DE RENDA E
CONTRIBUIÇÃO SOCIAL**

Total do IRPJ e CSLL	(189,8)	-6,5%	(122,5)	-3,7%	-172,6	-4,3%	-35,5%	41,0%
----------------------	---------	-------	---------	-------	--------	-------	--------	-------

**LUCRO ANTES DAS
PARTICIPAÇÕES E DA REVERSÃO
DO JCP**

	207,5	7,2%	154,5	4,7%	286,3	7,2%	-25,5%	85,3%
--	-------	------	-------	------	-------	------	--------	-------

Participações dos administradores	(1,2)	0,0%	(4,7)	-0,1%	-2,1	-0,1%	291,7%	-55,3%
Participações de partes beneficiárias	(4,1)	-0,1%	(6,6)	-0,2%	-5,0	-0,1%	61,0%	-24,2%
Reversão dos juros sobre o capital próprio	10,4	0,4%	39,2	1,2%	1,5	0,0%	280,6%	-96,2%
Participação acionistas não controladores	(124,0)	-4,3%	(153,7)	-4,7%	-75,4	-1,9%	23,9%	-50,9%

LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO

	88,5	3,1%	28,7	0,9%	205,3	5,1%	-67,6%	612,7%
Lucro líquido por lote de mil ações - R\$	311,4	10,7%	94,1	2,9%	637,6	16,0%	-69,8%	577,8%

Período de nove meses findo em 30 de setembro
(Em R\$ milhões exceto percentuais)

	2008	Análise Vertical (%)	2009	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal (%)
RECEITA OPERACIONAL BRUTA					09/08
Total da receita bruta	4.166,1	154,0%	5.605,9	149,4%	34,6%
Total das deduções	-1.460,1	-54,0%	-1.854,5	-49,4%	27,0%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.706,0	100,0%	3.751,4	100,0%	38,6%
Custo do serviço de energia elétrica	-1.329,5	-49,1%	-2.084,5	-55,6%	56,8%
CUSTO DE OPERAÇÃO					
Total dos custos de operação	-619,6	-22,9%	-727,6	-19,4%	17,4%
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	754,7	27,9%	937,6	25,0%	24,2%
DESPESAS OPERACIONAIS					
Total das despesas operacionais	-319,5	-11,8%	-379,8	-10,1%	18,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	435,2	16,1%	557,7	14,9%	28,2%
Resultado de participações societárias	-16,4	-0,6%	0,0	0,0%	-100,0%
RESULTADO FINANCEIRO					
Total das receitas financeiras	220,6	8,2%	1.101,1	29,4%	398,9%
Despesas financeiras					
Total das despesas financeiras	(741,5)	-27,4%	-1.589,6	-42,4%	114,4%
Resultado financeiro	-520,8	-19,2%	-488,5	-13,0%	-6,2%
RESULTADO OPERACIONAL	-102,0	-3,8%	69,2	1,8%	-167,8%
OUTROS RESULTADOS					
Total de outros resultados	-30,9	-1,1%	-29,4	-0,8%	-4,6%

LUCRO/PREJUÍZO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	-132,9	-4,9%	39,7	1,1%	-129,9%
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Total do IRPJ e CSLL	-39,1	-1,4%	34,0	0,9%	-187,0%
LUCRO/PREJUÍZO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES E DA REVERSÃO DO JCP	-172,0	-6,4%	73,7	2,0%	-142,9%
Participações dos administradores	-5,9	-0,2%	-5,1	-0,1%	-13,6%
Participações de partes beneficiárias	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0%
Reversão dos juros sobre o capital próprio	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0%
Participação acionistas não controladores	-46,4	-1,7%	-124,3	-3,3%	168,0%
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	-224,2	-8,3%	-55,6	-1,5%	-75,2%
Lucro líquido por lote de mil ações - R\$	-735,5	-27,2%	-172,7	-4,6%	-76,5%

Informações dos Balanços Patrimoniais

Exercício encerrado em 31 de dezembro de (Em R\$ milhões)								
	2006	Análise Vertical (%)	2007	Análise Vertical (%)	2008	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal (%) 07/06	Análise Horizontal (%) 08/07
ATIVO								
ATIVO CIRCULANTE								
Total do ativo circulante	1.748,2	19,5%	1.934,0	19,4%	2.150,8	1,9%	10,6%	11,2%
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
ATIVO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO								
Total do realizável a longo prazo	1.565,7	17,5%	2.025,2	20,4%	2.838,5	25,0%	29,3%	40,2%
Investimentos	1.135,2	12,7%	766,6	7,7%	-176,1	-1,6%	-32,5%	-123,0%
Imobilizado - líquido	4.475,6	50,0%	5.153,4	51,8%	6.011,9	53,0%	15,1%	16,7%
Intangível - líquido	28,7	0,3%	36,2	0,4%	503,3	4,4%	26,1%	1290,3%
Diferido - líquido	5,1	0,1%	3,5	0,0%	5,8	0,1%	-31,4%	65,7%
Total do Ativo Permanente	5.644,6	63,0%	5.959,7	60,1%	6.344,9	56,0%	5,6%	6,5%
Total do ativo não circulante	7.210,3	80,5%	7.984,9	80,5%	9.183,4	81,0%	10,7%	15,0%
TOTAL DO ATIVO	8.958,5	100,0%	9.918,9	100,0%	11.334,2	100,0%	10,7%	14,3%

Exercício encerrado em 31 de dezembro de (Em R\$ milhões, exceto percentuais)								
	2006	Análise Vertical (%)	2007	Análise Vertical (%)	2008	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal (%) 07/06	Análise Horizontal (%) 08/07
PASSIVO								
PASSIVO CIRCULANTE								
Total do passivo circulante	1.865,8	20,8%	1.620,1	16,3%	2.520,6	22,2%	-13,2%	55,6%
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO								
Total do exigível a longo prazo	4.536,2	50,6%	5.747,4	57,9%	6.290,5	55,5%	26,7%	9,5%
Resultado de exercícios futuros	59,0	0,7%	-	0,0%	0,0	0,0%	-100,0%	0,0%
Total do passivo não circulante	4.595,2	51,3%	5.747,4	57,9%	6.290,5	55,5%	25,1%	9,4%
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	1.764,4	19,7%	1.784,6	18,0%	1.388,7	12,3%	1,1%	-22,2%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS DESTINADOS PARA AUMENTO DE CAPITAL								
Total do patrimônio líquido	682,1	7,6%	763,9	7,7%	1.134,3	10,0%	12,0%	48,5%
Recursos destinados para aumento de capital	51,0	0,6%	2,9	0,0%	0,0	0,0%	-94,3%	-100,0%
Recursos destinados a aquisição de partes beneficiárias	-	0,0%	-	0,0%	0,0	0,0%	0,0%	0,0%
Total do patrimônio líquido e recursos destinados para aumento de capital	733,1	8,2%	766,8	7,7%	1.134,3	10,0%	4,6%	47,9%
PASSIVO TOTAL	8.958,5	100,0%	9.918,9	100,0%	11.334,2	100,0%	10,7%	14,3%

	Períodos Encerrados em				
	(Em R\$ milhões, exceto percentuais)				
	31/12/2008	Análise Vertical (%)	30/09/2009	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal (%)
ATIVO					09/08
ATIVO CIRCULANTE					
Total do ativo circulante	2.150,8	19,0%	2.457,0	21,4%	14,2%
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
ATIVO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO					
Realizável a longo prazo					
Total do realizável a longo prazo	2.838,5	25,0%	3.016,2	26,2%	6,3%
ATIVO PERMANENTE					
Investimentos	-176,1	-1,6%	-172,0	-1,5%	-2,3%
Imobilizado - líquido	6.011,9	53,0%	5.681,7	49,4%	-5,5%
Intangível - líquido	503,3	4,4%	513,7	4,5%	2,1%
Diferido - líquido	5,8	0,1%	1,2	0,0%	-79,3%
Total do Ativo Permanente	6.344,9	56,0%	6.024,6	52,4%	-5,0%
Total do ativo não circulante	9.183,4	81,0%	9.040,7	78,6%	-1,6%
TOTAL DO ATIVO	11.334,2	100,0%	11.497,7	100,0%	1,4%

	Períodos encerrados em				
	(Em R\$ milhões, exceto percentuais)				
	31.12.2008	Análise Vertical (%)	30.09.2009	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal 09/08 (%)
PASSIVO					
PASSIVO CIRCULANTE					
Total do passivo circulante	2.520,7	22,2%	3.145,7	27,4%	24,8%
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO					
Total do exigível a longo prazo	6.290,5	55,5%	5.767,3	50,2%	-8,3%
Resultado de exercícios futuros	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Total do passivo não circulante	6.290,5	55,5%	5.767,3	50,2%	-8,3%
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	1.388,7	12,3%	1.505,9	13,1%	8,4%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS DESTINADOS PARA AUMENTO DE CAPITAL					
Total do patrimônio líquido	1.134,3	10,0%	1.078,7	9,4%	-4,9%
Recursos destinados para aumento de capital	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Recursos destinados a aquisição de partes beneficiárias	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Total do patrimônio líquido e recursos destinados para aumento de capital	1.134,3	10,0%	1.078,7	9,4%	-4,9%
PASSIVO TOTAL	11.334,2	100,0%	11.497,7	100,0%	1,4%

Reconciliação do EBITDA

Consolidado	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período encerrado em 30 de setembro de	
	2006	2007	2008	2008	2009
Lucro (prejuízo)	88,5	28,7	205,3	-224,2	-55,6
Itens Extraordinários	-	-			
Participações dos Acionistas Não Controladores	124,0	153,7	75,4	46,4	124,3
Participação dos Acionistas	5,3	11,3	7,1	5,9	5,1
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	-10,4	-39,2	-1,5	0,0	0,0
Provisão de Impostos	189,8	122,5	172,6	39,0	-34,0
Outros Resultados	-97,1	25,5	62,6	30,9	29,4
Resultado Financeiro	491,6	376,3	186,0	520,8	488,5
Resultado de Participações Societárias	-174,0	23,5	20,1	16,4	0,0
Depreciação e Amortização	287,6	323,8	341,2	251,6	295,8
EBITDA	905,4	1.026,1	1.068,8	686,8	853,5
Margem Ebitda (%)	31,2%	31,1%	26,8%	25,4%	22,8%

RESUMO DAS CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

Companhia ou Rede Energia	Rede Energia S.A.
Debêntures	Debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da espécie quirografária com garantia fidejussória, em série única, de emissão da Rede Energia S.A., com Valor Nominal de R\$1.000,00 (um mil reais), na Data de Emissão.
Data de Emissão	A data de emissão será corresponderá à data da primeira subscrição e efetiva integralização das Debêntures.
Agente Fiduciário	Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Banco Mandatário e Instituição Depositária	Banco Bradesco S.A.
Coordenador Líder	Banco do Nordeste do Brasil S.A.
Instituição Contratada	Planner Corretora de Valores S.A.
Valor Nominal	R\$1.000,00 (um mil reais).
Valor Total da Emissão	O valor total da Emissão é de R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais) na Data de Emissão.
Número da Emissão	A presente emissão constitui a quarta emissão de Debêntures da Companhia.
Número de Séries	A Emissão será realizada em série única, nos termos da Escritura.
Quantidade de Debêntures	<p>Serão emitidas 370.000 (trezentas e setenta mil) Debêntures (conforme abaixo definido), sendo tal quantidade passível de aumento:</p> <p>(a) a critério do Coordenador Líder, caso entendam que a procura das Debêntures assim o justifique, após a aprovação pela Emissora, em até 15% (quinze por cento) com relação à quantidade de Debêntures originalmente ofertadas, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400 (“<u>Debêntures Suplementares</u>”).</p> <p>A opção de colocação das Debêntures Suplementares, na forma prevista, no artigo 24, da Instrução CVM 400, somente poderá ser exercida caso não haja exercício de lote em garantia firme, de qualquer montante, por parte do Coordenador Líder. Respeitando essa premissa, caso seja exercida a opção de colocação de Debêntures Suplementares, as Debêntures oriundas de tal lote será colocada parcialmente pelo Coordenador Líder sob o regime de melhores esforços.</p>
Espécie	As Debêntures são da espécie quirografária.

Fiança	A fiança concedida pelas Fiadoras, garantindo, em caráter irrevogável e irretratável, o pagamento do valor total da dívida da Emissora representada pelas Debêntures, na Data de Emissão, acrescido da Remuneração, se for o caso, e dos encargos moratórios aplicáveis, bem como das demais obrigações pecuniárias acessórias previstas na Escritura, inclusive, mas não limitado, àquelas devidas ao Agente Fiduciário (“ <u>Valor Garantido</u> ”).
Classe e forma	As Debêntures são da classe simples, não conversíveis em ações, da forma nominativa e escritural, sem emissão de cautelas ou certificados de debêntures.
Prazo e Data de Vencimento	O vencimento das Debêntures ocorrerá em 5 (cinco) anos, a contar da Data de Emissão (“ <u>Data de Vencimento das Debêntures</u> ”), ressalvadas as hipóteses de Vencimento Antecipado e Resgate Antecipado (conforme abaixo definidos) estabelecidas na Escritura. Por ocasião da Data de Vencimento, a Emissora se obriga a proceder ao pagamento das Debêntures em Circulação (conforme abaixo definido), pelo Valor Nominal Unitário, ou saldo do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração (conforme abaixo definido) devida.
Prazo de Colocação	Não obstante a permissão regulamentar de colocação das Debêntures no prazo de seis meses contados da publicação do Anúncio de Início, a integralização das Debêntures da Oferta será à vista, na Data de Emissão, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis da CETIP e da Central Depositária da BM&FBOVESPA.
Registro para Distribuição e Negociação	As Debêntures foram registradas para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário, respectivamente através: (i) do SDT - Módulo de Distribuição de Títulos (“ <u>SDT</u> ”) e do SND - Módulo Nacional de Debêntures (“ <u>SND</u> ”), ambos administrados e operacionalizados pela CETIP S.A. - Balcão Organizado de Ativos e Derivativos (“ <u>CETIP</u> ”), com a distribuição e negociação liquidadas na CETIP; e (ii) por meio do DDA – Sistema de Distribuição de Ativos e do Sistema Bovespa Fix, ambos, administrados e operacionalizados pela BM&FBOVESPA.
Preço de Subscrição e Forma de Integralização	<p>O preço de subscrição das Debêntures é o seu Valor Nominal Unitário na Data de Emissão.</p> <p>Não obstante a permissão regulamentar de colocação das Debêntures no prazo de seis meses contados da publicação do Anúncio de Início, a integralização das Debêntures da Oferta será à vista, na Data de Emissão, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis da CETIP e da Central Depositária da BM&FBOVESPA.</p>

Regime de Colocação

A colocação das Debêntures somente terá início após (a) a obtenção do registro da Emissão na CVM; (b) a publicação do Anúncio de Início; e (c) a disponibilização deste Prospecto Definitivo da Emissão para os investidores. A colocação das Debêntures deverá ser efetuada até o período máximo de 6 (seis) meses, a contar da data da publicação do Anúncio de Início (“Prazo de Distribuição”), devendo o plano de distribuição ser fixado nos seguintes termos:

- (i) As Debêntures serão colocadas sob o regime de garantia firme de colocação e melhores esforços de colocação;
- (ii) após o protocolo do pedido de registro da Emissão na CVM, mas anteriormente ao registro da distribuição das Debêntures, foram realizadas apresentações para potenciais investidores, conforme determinado pelo Coordenador Líder de comum acordo com a Emissora, durante os quais foram distribuídas versões do Prospecto Preliminar da Emissão;
- (iii) não existem lotes máximos ou mínimos de subscrição das Debêntures;
- (iv) não será concedido qualquer tipo de desconto e/ou repasse pelo Coordenador Líder aos investidores interessados em adquirir as Debêntures;
- (v) não será constituído fundo de sustentação de liquidez ou firmado contrato de garantia de liquidez para as Debêntures; e
- (vi) não será firmado contrato de estabilização de preços das Debêntures.

Os investidores devem ler a seção “Fatores de Risco – Riscos Relacionados à Emissão e às Debêntures”, constante das páginas 67 a 68 deste Prospecto, para ciência de certos riscos que devem ser considerados com relação ao investimento nas Debêntures.

Atualização

O Valor Nominal das Debêntures não será atualizado.

Juros Remuneratórios

A partir da Data de Emissão, as Debêntures renderão juros correspondentes à acumulação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, "over extra grupo", apuradas e divulgadas diariamente pela CETIP, no informativo diário disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>) ("Taxa DI"), expressas na forma percentual e calculadas diariamente e capitalizadas de um *spread* de 3,40% (três inteiros e quarenta centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário ainda não amortizado, a partir da Data de Emissão, ou da data de vencimento do Período de Capitalização (conforme definido abaixo) imediatamente anterior.

Pagamento da Remuneração

O pagamento da Remuneração das Debêntures será feito semestralmente, a partir da Data de Emissão, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no sexto mês a contar da Data de Emissão e o último pagamento na Data de Vencimento.

Repactuação	As Debêntures não estarão sujeitas à repactuação.
Amortização	As amortizações das Debêntures serão realizadas em 6 (seis) parcelas semestrais iguais, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no 30º mês a contar da Data de Emissão e o último pagamento na Data de Vencimento.
Comprovação da Titularidade das Debêntures	A Emissora não emitirá certificados das Debêntures. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato emitido pelo Banco Bradesco S.A. Adicionalmente, as Debêntures custodiadas na CETIP terão a titularidade comprovada pelo extrato expedido por esta Câmara e, para as Debêntures depositadas na Central Depositária da BM&FBOVESPA, se for o caso, será emitido, pela Central Depositária da BM&FBOVESPA, extrato de custódia em nome do Debenturista que, igualmente, será reconhecido como comprovante de titularidade das Debêntures.
Resgate Antecipado Obrigatório	As Debêntures não estarão sujeitas a resgate antecipado obrigatório.

Oferta de Resgate Antecipado

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, endereçada a todos os Debenturistas sem distinção, assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures de que forem titulares, da seguinte forma:

I. a Emissora realizará a Oferta de Resgate Antecipado por meio de publicação de anúncio, o qual deverá descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado, incluindo (a) se o resgate será total ou parcial; (b) o valor do prêmio de resgate, caso exista; e (c) a data efetiva para o resgate e pagamento das Debêntures a serem resgatadas; e (d) demais informações necessárias para tomada de decisão pelos Debenturistas;

II. após a publicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado terão o prazo de 10 (dez) dias úteis para se manifestarem, findo o qual, a Emissora terá o prazo de 3 (três) dias úteis para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado;

III. a Emissora poderá condicionar o Resgate Antecipado à aceitação deste por um percentual mínimo de Debenturistas que definir quando da realização da Oferta de Resgate Antecipado;

IV. o valor a ser pago aos Debenturistas a título da Oferta de Resgate Antecipado será equivalente ao saldo do Valor Nominal das Debêntures objeto do resgate, acrescido (a) da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou a data do pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento; e (b) de eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas, a exclusivo critério da Emissora, prêmio de resgate esse que não poderá ser negativo; e

V. na hipótese do Resgate Antecipado parcial, as Debêntures serão resgatadas de forma prevista na publicação da Oferta de Resgate Antecipado. O Resgate Antecipado parcial, para as Debêntures registradas: (i) no SND, dar-se-á exclusivamente por meio de operação de compra e venda definitiva, no mercado secundário, conforme regulamento de operações do SND; (ii) na Central Depositária da BM&FBOVESPA, dar-se-á conforme procedimento padrão da custodiante.

No caso de resgate antecipado parcial das Debêntures registradas no SND, a operacionalização do resgate antecipado parcial será realizada através de “operação de compra e de venda definitiva no mercado secundário”, sendo que todas as etapas, tanto do processo de resgate antecipado parcial quanto do processo de resgate antecipado total, de habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e de validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas por cada Debenturista serão realizadas fora do âmbito da CETIP. Fica definido que, caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar o resgate antecipado parcial, não haverá a necessidade de ajuste à presente Escritura ou qualquer outra formalidade.

A CETIP deverá ser comunicada da realização do Resgate Antecipado Total com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

Aquisição Facultativa

A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir Debêntures desta emissão em circulação no mercado, observado o disposto no parágrafo segundo do artigo 55 da Lei nº 6.404/76. As Debêntures, objeto deste procedimento, poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora, ou colocada novamente no mercado.

Debêntures em Circulação

Todas as Debêntures subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Companhia e as de titularidade de suas controladoras (ou grupo de controle), suas controladas diretas ou indiretas, e/ou administradores da Companhia, de empresas controladas pela Companhia (diretas ou indiretas), ou de controladoras da Companhia (ou grupo de controle) incluindo, mas não se limitando, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas.

Quorum de Deliberação em Assembleias Gerais de Debenturistas

Nas deliberações da AGD, a cada Debênture em Circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não, observadas as formalidades e impedimentos legais.

Observado o disposto no item 8.4 da Escritura, qualquer matéria de interesse dos Debenturistas, incluindo, mas não se limitando, as alterações nas características e condições das Debêntures e da Emissão, deverá ser aprovada por Debenturistas que representem, no mínimo, 75% das Debêntures em Circulação, salvo nos casos em que for estabelecido quorum específico, conforme abaixo descrito ou legislação em vigor.

As alterações na Remuneração, garantias, prazos de vencimento, repactuação, resgate antecipado, amortização, quorum de deliberação das Debêntures ou cláusulas de vencimento antecipado, deverão contar com aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, 90% das Debêntures em Circulação.

Os quoruns de deliberação para as AGDs são os previstos nos itens 8.4.2 e 8.4.3 da Escritura, inexistindo quaisquer outros quoruns, a não ser que legislação futura venha a prevê-los.

Forma e Local de Pagamento

Os pagamentos a que fizerem jus os titulares das Debêntures serão efetuados pela Emissora no dia de seu respectivo vencimento, por intermédio da CETIP e da Central Depositária da BM&FBOVESPA, conforme as Debêntures estejam custodiadas na CETIP ou na Central Depositária da BM&FBOVESPA, ou por meio da instituição responsável pela escrituração das Debêntures para os titulares das Debêntures que não estejam depositadas em custódia vinculada à DDA e ao SND.

Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão automaticamente prorrogados os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente da Escritura até o primeiro dia útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos, quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo ou dia em que não houver expediente comercial ou bancário na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados pela CETIP ou pela Central Depositária da BM&FBOVESPA, hipóteses em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo.

Público Alvo

A Emissão é destinada a investidores pessoas físicas e jurídicas, residentes, desde que considerados investidores qualificados, domiciliados ou com sede no Brasil, clubes de investimento, fundos de investimento, carteiras administradas, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, condomínios destinados à aplicação em carteiras de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BM&FBOVESPA, seguradoras, entidades abertas ou fechadas de previdência complementar e de capitalização.

Inadequação do Investimento

O investimento nas Debêntures não é adequado a investidores que (a) necessitem de liquidez, tendo em vista a possibilidade de serem pequenas ou inexistentes as negociações das Debêntures no mercado secundário; e/ou (b) não estejam dispostos a correr o risco de crédito de empresa do setor privado. Os investidores devem ler a seção “Fatores de Risco”, constante das páginas 58 a 68 deste Prospecto, para ciência de certos riscos que devem ser considerados com relação ao investimento nas Debêntures.

Aprovações Societárias

A Emissão foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 23 de outubro de 2009 (“RCA”), cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de São Paulo (“JUCESP”) sob o nº 419.934/09-1 em sessão de 29 de outubro de 2009, e publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo (“DOESP”) e no jornal “Valor Econômico”, em 4 de novembro de 2009, de acordo com o disposto no artigo 62, I, da Lei das Sociedades por Ações, que deliberou sobre: (i) os termos e condições da Oferta e (ii) as condições constantes do artigo 59, parágrafo 1º da Lei das Sociedades por Ações.

A Reunião do Conselho de Administração da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A que deliberou sobre a constituição da fiança foi realizada em 23 de outubro de 2009, cuja ata foi arquivada na JUCESP sob o nº 429.000/09-1 em sessão de 4 de novembro de 2009, e publicada no DOESP e no jornal Diário de Notícias, em 6 de novembro de 2009.

A Reunião da Diretoria Executiva da Denerge – Desenvolvimento Energético S.A que deliberou sobre a constituição da fiança foi realizada em 21 de outubro de 2009, cuja ata foi arquivada na JUCESP sob o nº 419.943/09-2 em sessão de 29 de outubro de 2009, e publicada no DOESP e no jornal Diário de Notícias, em 4 de novembro de 2009.

A Remuneração das Debêntures foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Companhia, que ratificou a remuneração definida em Procedimento de *Bookbuilding*, nos termos do artigo 44 da Instrução CVM nº 400, realizado nos termos da Escritura. A Reunião do Conselho de Administração mencionada neste item foi realizada após a finalização do Procedimento de *Bookbuilding*, antes da concessão do registro da Oferta pela CVM, cuja ata foi arquivada na JUCESP e foi publicada no DOESP e Valor Econômico, em 19 de dezembro de 2009 e 21 de dezembro de 2009, respectivamente.

Imunidade Tributária

Caso qualquer Debenturista goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar ao Banco Mandatário e à Companhia, no prazo mínimo de 10 (dez) dias úteis antes da data prevista para recebimento de valores relativos às Debêntures, documentação comprobatória dessa imunidade ou isenção tributária, sob pena de ter descontados dos seus rendimentos os valores devidos nos termos da legislação tributária em vigor.

Destinação dos Recursos

Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão destinados: (i) ao pagamento da obrigação principal e acessória das 32 (trinta e duas) Notas Promissórias da Segunda Emissão (“Notas Promissórias da Segunda Emissão”), o que ocorrerá de forma simultânea ao recebimento dos recursos oriundos da Emissão; e (ii) à composição do capital de giro da Companhia. Vide seção “Destinação dos Recursos”, constante da página 67 do Prospecto.

Fatores de Risco

Para explicação acerca dos fatores de risco que devem ser considerados cuidadosamente antes da decisão de investimento nas Debêntures, vide a seção “Fatores de Risco”, constante das páginas 58 a 68 deste Prospecto.

Informações Adicionais

Quaisquer outras informações ou esclarecimentos sobre a Companhia e/ou a Oferta poderão ser obtidas junto à Companhia, ao Coordenador Líder e à CVM.

APRESENTAÇÃO DAS INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS

BNB

O Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB) é uma instituição financeira múltipla criada pela Lei Federal nº 1649, de 19.07.1952, e organizada sob a forma de sociedade de economia mista, de capital aberto, tendo mais de 90% de seu capital sob o controle do Governo Federal.

Maior instituição da América do Sul voltada para o desenvolvimento regional, o BNB opera como órgão executor de políticas públicas, cabendo-lhe a operacionalização de programas como o Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (Pronaf) e a administração do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), principal fonte de recursos operacionalizada pela Empresa.

Além dos recursos federais, o BNB tem acesso a outras fontes de financiamento nos mercados interno e externo, por meio de parcerias e alianças com instituições nacionais e internacionais, incluindo instituições multilaterais, como o Banco Mundial e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID).

O BNB criou diversos instrumentos que lhe possibilitou atuar mais próximo dos clientes e ampliar suas atividades, buscando contribuir para garantir a sustentabilidade dos empreendimentos financiados, associada à melhoria das condições de vida da população, em especial da região nordeste.

Por meio da carteira de investimentos, o BNB desenvolve instrumentos e operações estruturadas com a finalidade de viabilizar a captação de recursos para seus clientes, com o objetivo de financiar projetos de investimento, reestruturar passivos e realizar ajustes na estrutura de capital das empresas, mediante a utilização de mecanismos e instrumentos do mercado de capitais.

O BNB tem aumentado nos últimos dois anos sua participação no mercado de capitais, sempre presente e com pontuação crescente nos *rankings* ANBIMA de Originação e Distribuição na categoria Renda Fixa, segmentos curto prazo, longo prazo e consolidado.

Planner

A Planner, desde maio de 1999, faz parte do grupo econômico Planner. O grupo Planner atua na prestação de serviços financeiros desde 1995, e tem foco principal nas áreas de pesquisa, finanças corporativas, mercado de capitais, fusões & aquisições, administração de recursos e serviços de agente fiduciário. A área de mercado de capitais da Planner tem por objetivo assessorar diversos clientes na captação de recursos no mercado local, mediante operações de títulos e valores mobiliários, sua equipe é formada por profissionais que possuem comprovada experiência, dispondo de tecnologia de última geração, sempre oferecendo as melhores alternativas pra seus clientes.

A história do Grupo Planner teve início em setembro de 1995, quando a Planner Corretora obteve autorização de funcionamento pelo Banco Central do Brasil, tornando-se membro da Bolsa de Valores de São Paulo, e ainda, atuando na prestação de outros serviços financeiros.

Em 1999, os acionistas controladores adquiriram a Sanvest Trustee DTVM LTDA, atualmente denominada Planner Trustee DTVM LTDA, que tinha por atividade somente “Serviços de Agente Fiduciário”. Ainda no ano de 1999, a Planner Corretora ingressou na BM&F, tendo adquirido o título de corretora membro e também o título de agente de compensação.

Visualizando novas oportunidades no mercado financeiro, em 2002, os acionistas decidiram pela constituição da Planner Sociedade de Microempreendedor S.A., sociedade cujo funcionamento foi autorizado pelo Banco Central do Brasil em 17 de fevereiro de 2003. Entretanto, devido às condições do mercado e, principalmente, prioridades de investimentos do Grupo, esta sociedade ainda encontra-se em fase préoperacional.

A equipe do Grupo Planner é formada por profissionais que possuem comprovada experiência, dispondo de tecnologia de última geração, sempre oferecendo as melhores alternativas pra seus clientes.

As empresas do Grupo Planner desenvolvem as seguintes atividades: (i) operações com Títulos e Valores Mobiliários; (ii) intermediação na compra e venda de títulos e valores mobiliários; (iii) administração de recursos de terceiros, pessoas físicas e jurídicas não financeiras, através de fundos de investimento, clubes de investimento e carteiras administradas, com adoção de práticas de Chinese Wall, com total segregação de responsabilidades para as atividades de Wealth Management (Fund of Funds e Fundos de Terceiros) e fundos de investimento; (iv) Agente Fiduciário - representação de interesses de investidores de debêntures e títulos assemelhados; e (v) Pesquisa (Research) através de departamento de apoio para a tomada de decisão de compra e venda de ações e outros ativos no mercado financeiro.

INFORMAÇÕES RELATIVAS À EMISSÃO

Composição Atual do Capital Social

Na data deste Prospecto, a composição do capital social da Companhia é a seguinte:

Espécie e classe	Subscrito/Integralizado ⁽¹⁾		
	Quantidade	Valor (R\$) ⁽²⁾	(%)
Ordinárias	221.157.990	490.658.004	68,7
Preferenciais	100.917.480	223.894.101	31,3
Total⁽¹⁾	322.075.470	714.552.105	100,0

⁽¹⁾ Todas as ações emitidas foram integralizadas.

⁽²⁾ As ações não têm valor nominal.

A tabela abaixo indica a quantidade de ações detidas por titulares de 5% ou mais das ações de emissão da Companhia formações sobre a titularidade das ações ordinárias e preferenciais de emissão da Companhia na data deste Prospecto:

Acionistas	Ações Ordinárias	Capital Social Votante (%)	Ações Preferenciais	% de Ações Preferenciais	Total	Capital Social Total (%)
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	174.772.375	79,0	6.964.015	6,9	181.736.390	56,4
Denerge – Desenvolvimento Energético S.A.	43.614.095	19,7	6.680.107	6,6	50.294.202	15,6
BNDES – Participações S.A. – BNDESPAR	-	-	76.901.171	76,2	76.901.171	23,9
Outros	2.771.520	1,3	10.372.187	10,3	13.143.707	4,1
TOTAL	221.157.990	100,0	100.917.480	100,0	322.075.470	100,0

As tabelas abaixo apresentam as distribuições do capital social das companhias mencionadas até o nível de pessoa física.

Distribuição do Capital Social da Pessoa Jurídica (Acionista da Companhia), até o nível de pessoa física

					Posição em 30 de setembro de 2009	
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.					(Em [Mil] de Ações / Cotas)	
Acionista / Cotista	Ações Ordinárias / Cotas		Ações Preferenciais/Cotas		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
Denerge – Desenvolvimento Energético S.A.	82.125.279	81,8	47.976.677	89,0	130.101.956	84,3
Outros	18.225.193	18,2	5.913.650	11,0	24.168.843	15,7
Total	100.380.472	100,00	53.890.327	100,00	154.270.799	100,00

Distribuição do Capital Social da Pessoa Jurídica (Acionista da Companhia), até o nível de pessoa física

					Posição em 30 de setembro de 2009	
Denerge – Desenvolvimento Energético S.A.					(Em [Mil] de Ações / Cotas)	
Acionista / Cotista	Ações Ordinárias / Cotas		Ações Preferenciais/Cotas		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
Jorge Queiroz de Moraes Junior	91.755.080	44,0	1.503.095	0,6	93.258.175	19,6
JQMJ – Participações S.A.	51.170.914	24,5	-	-	51.170.914	10,8
BBPM – Participações S.A.	50.674.477	24,3	136.461.124	51,3	187.135.601	39,4
Outros	15.064.604	7,2	127.827.455	48,1	142.892.059	30,2
Total	208.665.075	100,00	265.791.674	100,00	474.456.749	100,00

Distribuição do Capital Social da Pessoa Jurídica (Acionista da Companhia), até o nível de pessoa física

					Posição em 30 de setembro de 2009	
BBPM – Participações S.A.					(Em [Mil] de Ações / Cotas)	
Acionista / Cotista	Ações Ordinárias / Cotas		Ações Preferenciais/Cotas		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
Jorge Queiroz de Moraes Junior	262.029	65,1	5.952	27,3	267.981	63,2
JQMJ – Participações S.A.	44.000	10,9	-	-	44.000	10,4
Carmem Campos Pereira	31.203	7,8	3.301	15,2	34.504	8,1
Outros	65.043	16,2	12.477	57,5	77.520	18,3
Total	402.275	100,00	21.730	100,00	424.005	100,00

Distribuição do Capital Social da Pessoa Jurídica (Acionista da Companhia), até o nível de pessoa física

					Posição em 30 de setembro de 2009	
JQMJ – Participações S.A.					(Em [Mil] de Ações / Cotas)	
Acionista / Cotista	Ações Ordinárias / Cotas		Ações Preferenciais/Cotas		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
Jorge Queiroz de Moraes Junior	217.773	98,1	160.225	78,2	377.998	88,5
Outros	4.223	1,9	44.779	21,8	49.002	11,5
Total	221.996	100,00	205.004	100,00	427.000	100,00

A BNDES Participações S.A. – BNDESPAR é uma sociedade por ações constituída como uma subsidiária integral da empresa pública Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social BNDES (“BNDES”). O BNDES é uma autarquia federal criada pela Lei 1.628, de 20.06.1952, controlada pela União Federal.

Quantidade, Tipo, Conversibilidade, Forma e Espécie

Serão emitidas 370.000 (trezentas e setenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da espécie quirografia.

Garantia

As Fiadoras assumiram, em caráter irrevogável e irretratável, a condição de fiadoras e principais pagadoras do valor total da dívida da Emissora representada pelas Debêntures, na Data de Emissão, acrescido da Remuneração, se for o caso, e dos encargos moratórios aplicáveis, bem como das demais obrigações pecuniárias acessórias previstas na Escritura, inclusive, mas não limitado, àquelas devidas ao Agente Fiduciário (“Valor Garantido”). O Valor Garantido será pago pelas Fiadoras no prazo de 5 (cinco) dias, contado a partir de comunicação por escrito enviada pelo Agente Fiduciário às Fiadoras informando a falta de pagamento de qualquer valor devido pelas Fiadoras nos termos da Escritura, incluindo, mas não se limitando aos montantes devidos aos titulares das Debêntures a título de principal, Remuneração ou encargos de qualquer natureza. Os pagamentos serão realizados pelas Fiadoras de acordo com o procedimento estabelecido na Escritura. As Fiadoras subrogar-se-ão nos direitos dos Debenturistas caso venha a honrar, total ou parcialmente, a Fiança. A Fiança entrou em vigor na data da assinatura da Escritura, permanecendo válida em todos os seus termos até o pagamento integral do Valor Garantido.

Número de Séries

A Emissão será realizada em uma única série.

Valor Nominal das Debêntures

O valor nominal unitário das Debêntures, na Data de Emissão, é de R\$1.000,00 (um mil reais).

Valor Total da Emissão

O valor total da presente Emissão, na Data de Emissão, é de R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais).

Preço de Subscrição e Forma de Integralização

O preço de subscrição das Debêntures será o seu Valor Nominal Unitário na Data de Emissão.

Não obstante a permissão regulamentar de colocação das Debêntures no prazo de seis meses contados da publicação do Anúncio de Início, a integralização das Debêntures da Oferta será à vista, na Data de Emissão, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis da CETIP e da Central Depositária da BM&FBOVESPA.

Data de Emissão

A data de emissão corresponderá à data da primeira subscrição e efetiva integralização das Debêntures.

Prazo e Data de Vencimento

O vencimento das Debêntures ocorrerá em 5 (cinco) anos, a contar da Data de Emissão (“Data de Vencimento das Debêntures”), ressalvadas as hipóteses de Vencimento Antecipado e Resgate Antecipado (conforme abaixo definidos) estabelecidas na Escritura. Por ocasião da Data de Vencimento, a Emissora se obriga a proceder ao pagamento das Debêntures em Circulação (conforme abaixo definido), pelo Valor Nominal Unitário, ou saldo do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração (conforme abaixo definido) devida.

Comprovação de Titularidade das Debêntures

A Emissora não emitirá certificados das Debêntures. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato emitido pelo Banco Bradesco S.A. Adicionalmente, as Debêntures custodiadas na CETIP terão a titularidade comprovada pelo extrato expedido por esta Câmara e, para as Debêntures depositadas Central Depositária da BM&FBOVESPA, se for o caso, será emitido, pela Central Depositária da BM&FBOVESPA, extrato de custódia em nome do Debenturista que, igualmente, será reconhecido como comprovante de titularidade das Debêntures.

Prazo de Colocação

A colocação das Debêntures somente terá início após (a) a obtenção do registro da Emissão na CVM; (b) a publicação do Anúncio de Início; e (c) a disponibilização deste Prospecto Definitivo para os investidores. A colocação das Debêntures deverá ser efetuada até o período máximo de 6 (seis) meses, a contar da data da publicação do Anúncio de Início.

Não obstante a permissão regulamentar de colocação das Debêntures no prazo de seis meses contados da publicação do Anúncio de Início, a integralização das Debêntures da Oferta será à vista, na Data de Emissão, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis da CETIP e da Central Depositária da BM&FBOVESPA.

Remuneração

A partir da Data de Emissão, as Debêntures farão jus à seguinte remuneração:

Atualização

O Valor Nominal das Debêntures não será atualizado.

Juros Remuneratórios

A partir da Data de Emissão, as Debêntures renderão juros correspondentes à acumulação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, "over extra grupo", apuradas e divulgadas diariamente pela CETIP, no informativo diário disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>) ("Taxa DI"), expressas na forma percentual e calculadas diariamente e capitalizadas de um *spread* de 3,40% (três inteiros e quarenta centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário ainda não amortizado nos termos da Escritura, a partir da Data de Emissão, ou da data de vencimento do Período de Capitalização (conforme definido abaixo) imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, aplicando-se a fórmula descrita abaixo ("Remuneração").

Define-se Período de Capitalização como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data prevista para o pagamento dos juros imediatamente anterior, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data prevista para o pagamento de juros correspondente ao período em questão ("Período de Capitalização"). Cada Período de Capitalização sucede o anterior sem solução de continuidade, até a Data de Vencimento.

As taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis*, até a data do efetivo pagamento dos juros, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização.

Fórmula de Cálculo da Remuneração. O cálculo da Remuneração obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNe \times [(FatorDI \times FatorSpread) - 1]$$

onde:

J	valor da Remuneração devida no final de cada Período de Capitalização, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;
VNe	Valor Nominal Unitário não amortizado das Debêntures no início de cada Período de Capitalização, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;
FatorDI	produtório dos fatores das Taxas DI da data de início do Período de Capitalização (inclusive) até a data de cálculo da Remuneração (exclusive), calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$FatorDI = \prod_{k=1}^n (1 + TDI_k)$$

onde:

n	número total de Taxas DI consideradas em cada Período de Capitalização, sendo "n" um número inteiro;
k	número de ordem dos fatores das Taxas DI, variando de 1 até n;
TDI_k	fator da Taxa DI de ordem k, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais com arredondamento, da seguinte forma;

$$TDI_k = \left(\frac{DI_k}{100} + 1 \right)^{\frac{1}{252}} - 1$$

onde:

DI_k	Taxa DI de ordem k divulgada pela CETIP, válida por 1 (um) dia útil (<i>overnight</i>), utilizada com 2 (duas) casas decimais; e
--------	--

FatorSpread sobretaxa de juros fixos calculada com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento, conforme fórmula abaixo:

$$\text{FatorSpread} \quad d = \left\{ \left[\left(\frac{\text{spread}}{100} + 1 \right)^{\frac{DP}{252}} \right] \right\}$$

onde:

spread 3,40

DP número de dias úteis entre a Data de Emissão ou data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior e a data atual, sendo “DP” um número inteiro.

Observações:

- (1) O fator resultante da expressão $(1 + \text{TDIk})$ é considerado com 16 (dezesseis) casas decimais, sem arredondamento.
- (2) Efetua-se o produtório dos fatores diários $(1 + \text{TDIk})$, sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.
- (3) Uma vez os fatores estando acumulados, considera-se o fator resultante “Fator DI” com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento.
- (4) O fator resultante da expressão $(\text{FatorDI} \times \text{FatorSpread})$ é considerado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento.
- (5) A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela entidade responsável pelo seu cálculo.

No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DIk quando do pagamento da Remuneração, será utilizada, na apuração de TDIk, em sua substituição, a última taxa DIk divulgada até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, multas ou penalidades tanto por parte da Emissora, quanto pelos Debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DIk que seria aplicável.

Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DIk por prazo superior a 5 (cinco) dias úteis contados da data esperada para apuração e/ou divulgação (“Período de Ausência da Taxa DIk”) ou, ainda, na hipótese de extinção ou inaplicabilidade por disposição legal ou determinação judicial da Taxa DIk, o Agente Fiduciário deverá convocar Assembleia de Debenturistas (na forma e nos prazos estipulados nos artigos 71 e 124 da Lei das Sociedades por Ações e na Escritura), para definir, de comum acordo com a Emissora, observada a regulamentação aplicável, o novo parâmetro de remuneração a ser aplicado (“Taxa Substitutiva”). A Assembleia de Debenturistas será realizada no prazo máximo de 20 (vinte) dias corridos contados do último dia do período de ausência da Taxa DI ou da data de extinção ou inaplicabilidade por imposição legal da Taxa DI. Até a deliberação desse novo parâmetro de remuneração, a última Taxa DIk divulgada será utilizada na apuração do Fator DI, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a Emissora e os Debenturistas, caso tenha ocorrido pagamento de Remuneração até a data de deliberação da Taxa Substitutiva.

Caso a Taxa DIk venha a ser divulgada antes da realização da Assembleia de Debenturistas supracitada, a referida Assembleia de Debenturistas não será mais realizada, e a Taxa DIk, a partir da data de sua validade, passará a ser utilizada para o cálculo da Remuneração, sendo certo que até a data de divulgação da Taxa DIk nos termos aqui expostos, a última Taxa DIk divulgada será utilizada para o cálculo de quaisquer obrigações previstas na Escritura.

Caso, na Assembleia de Debenturistas supracitada, não haja acordo sobre a Taxa Substitutiva conforme deliberação de Debenturistas representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, a Emissora optará, a seu exclusivo critério, por uma das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a Emissora a comunicar por escrito ao Agente Fiduciário, no prazo de 10 (dez) dias contados a partir da data da realização da respectiva Assembleia de Debenturistas, qual a alternativa escolhida:

- (a) a Emissora deverá resgatar antecipadamente e, consequentemente, cancelar antecipadamente a totalidade das Debêntures, no prazo de 30 (trinta) dias contados da data da realização da respectiva Assembleia de Debenturistas, pelo seu Valor Nominal Unitário não amortizado nos termos da Escritura, acrescido da Remuneração devida até a data do efetivo resgate e consequente cancelamento, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso. Nesta alternativa, a Taxa Dlk a ser utilizada para a apuração de TDlk no cálculo da Remuneração será a última Taxa Dlk disponível; ou
- (b) a Emissora deverá amortizar integralmente a totalidade das Debêntures em Circulação, em cronograma a ser estipulado pela Emissora, o qual não excederá a Data de Vencimento e as Datas de Amortização originalmente programadas das Debêntures. Durante o cronograma estipulado pela Emissora para a amortização das Debêntures e até a amortização integral das Debêntures em Circulação, a periodicidade do pagamento da Remuneração continuará sendo aquela estabelecida na Cláusula 4.3.9 da Escritura, sendo que será utilizada uma Taxa Substitutiva definida por Debenturistas representando, no mínimo: (i) 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, em Assembleia de Debenturistas realizada em primeira convocação; ou (ii) a maioria dos presentes à Assembleia de Debenturistas realizada em segunda convocação, e apresentada à Emissora na referida Assembleia de Debenturistas, a qual deverá refletir parâmetros utilizados em operações similares existentes à época. Caso a respectiva taxa de Remuneração seja referenciada em prazo diferente de 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, essa taxa deverá ser ajustada de modo a refletir a base de 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis.

Pagamento da Remuneração

O pagamento da Remuneração das Debêntures será feito semestralmente, a partir da Data de Emissão, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no sexto mês a contar da Data de Emissão e o último pagamento na Data de Vencimento.

Amortização

As amortizações das Debêntures serão realizadas em 6 (seis) parcelas semestrais iguais, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no 30º mês a contar da Data de Emissão e o último pagamento na Data de Vencimento.

Repactuação

As Debêntures não estarão sujeitas à repactuação.

Resgate Antecipado Obrigatório

As Debêntures não estarão sujeitas a resgate antecipado obrigatório.

Oferta de Resgate Antecipado

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, endereçada a todos os Debenturistas sem distinção, assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures de que forem titulares, da seguinte forma:

- I. a Emissora realizará a Oferta de Resgate Antecipado por meio de publicação de anúncio, nos termos da Cláusula 4.9 da Escritura, o qual deverá descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado,

incluindo (a) se o resgate será total ou parcial; (b) o valor do prêmio de resgate, caso exista; e (c) a data efetiva para o resgate e pagamento das Debêntures a serem resgatadas; e (d) demais informações necessárias para tomada de decisão pelos Debenturistas;

II. após a publicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado terão o prazo de 10 (dez) dias úteis para se manifestarem, findo o qual, a Emissora terá o prazo de 3 (três) dias úteis para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado;

III. a Emissora poderá condicionar o Resgate Antecipado à aceitação deste por um percentual mínimo de Debenturistas que definir quando da realização da Oferta de Resgate Antecipado;

IV. o valor a ser pago aos Debenturistas a título da Oferta de Resgate Antecipado será equivalente ao saldo do Valor Nominal das Debêntures objeto do resgate, acrescido (a) da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou a data do pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento; e (b) de eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas, a exclusivo critério da Emissora, prêmio de resgate esse que não poderá ser negativo; e

V. na hipótese do Resgate Antecipado parcial, as Debêntures serão resgatadas de forma prevista na publicação da Oferta de Resgate Antecipado. O Resgate Antecipado parcial, para as Debêntures registradas: (i) no SND, dar-se-á exclusivamente por meio de operação de compra e venda definitiva, no mercado secundário, conforme regulamento de operações do SND; (ii) na Central Depositária da BM&FBOVESPA, dar-se-á conforme procedimento padrão da custodiante.

No caso de resgate antecipado parcial das Debêntures registradas no SND, a operacionalização do resgate antecipado parcial será realizada através de “operação de compra e de venda definitiva no mercado secundário”, sendo que todas as etapas, tanto do processo de resgate antecipado parcial quanto do processo de resgate antecipado total, de habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e de validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas por cada Debenturista serão realizadas fora do âmbito da CETIP. Fica definido que, caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar o resgate antecipado parcial, não haverá a necessidade de ajuste à presente Escritura ou qualquer outra formalidade.

A CETIP deverá ser comunicada da realização do Resgate Antecipado Total com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

Aquisição Facultativa

A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir Debêntures desta Emissão em circulação no mercado, observado o disposto no parágrafo segundo do artigo 55 da Lei nº 6.404/76. As Debêntures, objeto deste procedimento, poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora, ou colocada novamente no mercado.

Vencimento Antecipado

Observados os termos e condições da Escritura, o Agente Fiduciário poderá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativas às Debêntures e exigir o pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal das Debêntures na Data de Emissão e demais encargos, na ocorrência de qualquer um dos eventos e nas condições estabelecidas na cláusula V da Escritura (“Eventos de Vencimento Antecipado”):

- (a) Comprovação de que quaisquer declarações prestadas pela Emissora no âmbito da Emissão sejam falsas, incorretas ou enganosas em quaisquer aspectos relevantes;
- (b) Ocorrência de qualquer incorporação, fusão, cisão, transformação ou qualquer outra reorganização societária da Companhia, que seja considerada estritamente societária ou realizada mediante disposição de ativos relevantes, salvo se aprovado previamente pelo Agente Fiduciário, na qualidade de representante dos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação, sendo que não será considerada reorganização societária, para os fins desta cláusula, alienações de participações acionárias que não representem troca de controle acionário da Emissora;

- (c) não manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos de fiscalização, em especial os de meio ambiente (CONAMA, IBAMA, Secretaria de Estado do Meio Ambiente), durante o período de vigência da Emissão;
- (d) Promover inclusão em acordo societário de que participe a Emissora, no seu estatuto social ou contrato social, de dispositivo que importe em: a) restrições à sua capacidade de crescimento ou ao seu desenvolvimento tecnológico, b) restrições de acessos a novos mercados, e/ou c) restrições ou prejuízos à capacidade de pagamento das obrigações financeiras assumidas perante os Debenturistas, inclusive o Coordenador Líder, em função da garantia firme prestada;
- (e) Deixar de reforçar as garantias dos títulos imediatamente após a notificação dos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação se ocorrer qualquer fato que determine de forma relevante a diminuição ou depreciação das garantias;
- (f) aplicar irregularmente os recursos oriundos da Emissão ou utilizá-los em destinação diversa da definida nos documentos desta Emissão;
- (g) alienar ou onerar bens integrantes do seu ativo permanente, sujeitos a registro de propriedade, cujos valores estejam acima do limite equivalente a 5% do total de ativos da Emissora sem autorização prévia dos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação;
- (h) pedido de autofalência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Companhia;
- (i) não pagamento do principal e/ou da remuneração devida às Debêntures na Data de Vencimento, desde que por culpa exclusiva da Companhia;
- (j) liquidação, dissolução ou extinção da Companhia;
- (k) transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;
- (l) redução do capital social da Companhia, exceto se previamente autorizado pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas (“AGD”);
- (m) protesto legítimo de títulos contra a Emissora em valor individual ou agregado superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais), por cujo pagamento a Emissora seja responsável, salvo se, no prazo de 5 (cinco) dias corridos contados da data de citação do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiros; (ii) o protesto for cancelado, ou ainda, (iii) forem prestadas garantias em juízo; e
- (n) Inadimplemento, não sanado no prazo previsto no respectivo contrato, de qualquer obrigação financeira da Emissora, cujo valor individual ou agregado, seja igual ou superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou o equivalente em outras moedas.
- (o) Na hipótese de descumprimento dos seguintes índices financeiros a serem verificados trimestralmente, com base nas demonstrações financeiras consolidadas, por ocasião da divulgação das Informações Trimestrais (ITR) da Emissora ou Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP), arquivadas junto à CVM:

1) Dívida Líquida Consolidada/EBITDA Consolidado de no máximo 3,5x;

2) EBITDA Consolidado/Resultado Financeiro Consolidado igual ou superior a 2,0x.

Considerando-se para todos os efeitos, as seguintes definições:

- § “EBITDA Consolidado” em relação aos 12 (doze) meses anteriores à data de apuração do índice – resultado antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.
- § “Resultado Financeiro Consolidado” em relação aos 12 (doze) meses anteriores à data de apuração do índice, significa a diferença entre as despesas com juros de empréstimos e financiamentos menos aplicações financeiras e juros ativos, conforme apresentados nas Demonstrações de Resultados.
- § “Dívida Líquida Consolidada” significa, na data de apuração do índice, conforme apresentado nas Demonstrações Financeiras Consolidadas : (i) saldo das dívidas onerosas de empréstimos e financiamentos consolidados da Emissora junto a pessoas físicas e/ou jurídicas, incluídos os empréstimos e financiamentos com terceiros, emissão de títulos de renda fixa, conversíveis ou não, no mercado de capitais local e/ou internacional, excluídos os valores das dívidas contraídas para investimento com obrigatoriedade governamental, tais como, mas não limitadamente, aquelas contraídas para o Programa Luz para Todos (LPT), e aquelas com recursos provenientes da Reserva Geral de Reversão (RGR), menos (ii) as disponibilidades em caixa, as aplicações financeiras e os créditos de ativos regulatórios. Para efeitos de cálculo da Dívida Líquida Consolidada, as notas perpétuas emitidas pela Emissora em 28 de março de 2007 e 19 de setembro de 2007, devem ser consideradas pelo seu valor em reais contabilizado pelo critério de marcação a mercado no último dia útil do mês anterior ao da Data de Emissão das Debêntures da presente Emissão.

A ocorrência de quaisquer dos eventos de vencimento antecipado acima acarretará o vencimento antecipado das Debêntures.

Na ocorrência de qualquer dos eventos de vencimento antecipado acima, o Agente Fiduciário deverá convocar a AGD dentro de 48 (quarenta e oito) horas contadas da data de conhecimento da respectiva ocorrência. O vencimento antecipado somente não será declarado caso assim seja deliberado na referida assembleia, por deliberação de Debenturistas representantes de, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação.

Não havendo deliberação nas datas originalmente estabelecidas para realização da AGD, seja na primeira ou na segunda convocação, o Agente Fiduciário poderá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal das Debêntures, acrescido da Remuneração aplicável e encargos até a data de seu efetivo pagamento.

Forma e Local de Pagamento

Os pagamentos a que fizerem jus os titulares das Debêntures serão efetuados pela Companhia no dia de seu respectivo vencimento, por intermédio da CETIP e da Central Depositária da BM&FBOVESPA, conforme as Debêntures estejam custodiadas na CETIP ou na Central Depositária da BM&FBOVESPA, ou por meio da instituição responsável pela escrituração das Debêntures para os titulares das Debêntures que não estejam depositadas em custódia vinculada à DDA e ao SND.

Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão automaticamente prorrogados os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente da Escritura até o primeiro dia útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos, quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo ou dia em que não houver expediente comercial ou bancário na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados pela CETIP ou pela Central Depositária da BM&FBOVESPA, hipóteses em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo.

Registro para Distribuição e Negociação

As Debêntures foram registradas para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário, respectivamente através: (i) do SDT - Módulo de Distribuição de Títulos (“SDT”) e do SND - Módulo Nacional de Debêntures (“SND”), ambos administrados e operacionalizados pela CETIP S.A. - Balcão Organizado de Ativos e Derivativos (“CETIP”), com a distribuição e negociação liquidadas na CETIP; e (ii) por meio do DDA

– Sistema de Distribuição de Ativos e do Sistema Bovespa Fix, ambos, administrados e operacionalizados pela BM&FBOVESPA.

Assembleia Geral dos Debenturistas

Convocação

Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, reunir-se em AGD, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei de Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão de Debenturistas. A AGD pode ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Companhia, por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação, ou pela CVM.

A convocação dar-se-á mediante anúncio publicado nos órgãos de imprensa nos quais a Companhia deve efetuar suas publicações, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura.

As AGDs serão convocadas com antecedência mínima de 15 dias. A AGD em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, oito dias após a data marcada para a instalação da AGD em primeira convocação.

Independentemente das formalidades previstas na Lei e na Escritura, será considerada regular a AGD a que comparecer a totalidade dos titulares das Debêntures em Circulação.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos na Escritura, serão existentes, válidas e eficazes perante a Companhia e obrigarão a todos os titulares das Debêntures em Circulação, independentemente de terem comparecido à AGD ou do voto proferido na respectiva AGD.

Quorum de Instalação

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número de Debenturistas.

Para efeito da constituição de todos e quaisquer dos quoruns de instalação e/ou deliberação da Assembleia Geral de Debenturistas previstos na Escritura, considera-se “Debêntures em Circulação” todas as Debêntures subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Companhia e as de titularidade de suas controladoras (ou grupo de controle), suas controladas diretas ou indiretas, e/ou administradores da Companhia, de empresas controladas pela Companhia (diretas ou indiretas), ou de controladoras da Companhia (ou grupo de controle), incluindo, mas não se limitando, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas.

Mesa Diretora

A presidência da AGD caberá ao debenturista eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM.

Quorum de Deliberação

Nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, a cada Debênture em circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não, observadas as formalidades e impedimentos legais.

Observado o disposto no item 8.4 da Escritura, qualquer matéria de interesse dos Debenturistas, incluindo, mas não se limitando, as alterações nas características e condições das Debêntures e da Emissão, deverá ser aprovada por Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, salvo nos casos em que for estabelecido quorum específico, nos termos do item 8.4.3 da Escritura ou da legislação em vigor.

As alterações na Remuneração, garantias, prazos de vencimento, repactuação, resgate antecipado, amortização, quorum de deliberação das Debêntures ou cláusulas de vencimento antecipado, deverão contar com aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

Os quoruns de deliberação para as Assembleias Gerais de Debenturistas são os previstos acima, inexistindo quaisquer outros quoruns, a não ser que legislação futura venha a prevê-los.

Multa e Encargos Moratórios

Ocorrendo atraso imputável à Companhia no pagamento de qualquer quantia devida aos Debenturistas ou ao Agente Fiduciário, os débitos em atraso ficarão sujeitos a multa moratória de 2,0% (dois por cento) e juros de mora calculado pro rata temporis à taxa de 1,0% (um por cento) ao mês, ambos calculados sobre os valores em atraso desde a data de inadimplemento até a data do efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial.

Decadência do Direito aos Acréscimos

Sem prejuízo da multa e dos encargos moratórios, o não comparecimento do Debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da Companhia nas datas previstas na Escritura ou em comunicado publicado pela Companhia não lhe dará direito ao recebimento de qualquer rendimento, acréscimos ou encargos moratórios no período correspondente à data em que os recursos forem colocados à disposição para pagamento e a data efetiva de comparecimento do Debenturista para recebimento desses recursos, sendo-lhe, todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

Imunidade de Debenturistas

Caso qualquer Debenturista goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar ao Banco Mandatário e à Companhia, no prazo mínimo de 10 (dez) dias úteis antes da data prevista para recebimento de valores relativos às Debêntures, documentação comprobatória dessa imunidade ou isenção tributária, sob pena de ter descontados dos seus rendimentos os valores devidos nos termos da legislação tributária em vigor.

Publicidade

Todos os atos e decisões decorrentes desta Emissão que, de qualquer forma, vierem a envolver interesses dos Debenturistas, bem como (a) Anúncio de Início; e (b) Anúncio de Encerramento, deverão ser, obrigatoriamente, publicados, na forma de avisos, no DOESP e no jornal “Valor Econômico”, bem como na página da Companhia na rede internacional de computadores – internet (www.redenergia.com), e, conforme aplicável, os seguintes avisos e anúncios (a) aviso ao mercado a que se refere o artigo 53 da Instrução CVM 400; (b) Anúncio de Início; e (c) Anúncio de Encerramento.

Classificação de Risco

A Companhia contratou a Agência de Rating LFRating para avaliar as Debêntures, sendo que recebeu a classificação “A”. A Companhia submeterá anualmente a Emissão à revisão e avaliação pela agência de classificação de risco, durante todo o prazo de vigência das Debêntures, bem como divulgará ou permitirá que a Agência de Rating divulgue seu relatório com a respectiva súmula de classificação de risco das Debêntures. Para maiores informações, ver a súmula de classificação de risco anexa a este Prospecto.

Cronograma das Etapas da Emissão:

Encontra-se abaixo um cronograma estimado das etapas da Oferta, informando seus principais eventos a partir da publicação do Aviso ao Mercado:

Ordem dos eventos	Evento	Data Prevista ⁽¹⁾
1.	Reunião do Conselho de Administração aprovando a Emissão	23 de outubro de 2009
2.	Protocolo do Pedido de Registro perante a CVM	28 de outubro de 2009
3.	Disponibilização do Prospecto Preliminar ao Público Investidor	8 de dezembro de 2009
4.	Publicação do Aviso ao Mercado Início das apresentações para potenciais investidores	9 de dezembro de 2009
5.	Republicação do Aviso ao Mercado	14 de dezembro de 2009
6.	Encerramento das apresentações para potenciais investidores	17 de dezembro de 2009
7.	Procedimento de <i>Bookbuilding</i>	18 de dezembro de 2009
8.	Reunião do Conselho de Administração para ratificar as taxas de remuneração conforme definidas no Procedimento de <i>Bookbuilding</i>	18 de dezembro de 2009
9.	Obtenção do registro da Emissão na CVM	22 de dezembro de 2009
10.	Publicação do Anúncio de Início e disponibilização deste Prospecto Definitivo ao Público Investidor	23 de dezembro de 2009
11.	Liquidação da Emissão	23 de dezembro de 2009
12.	Início da Negociação no Bovespa Fix	28 de dezembro de 2009
13.	Publicação do Anúncio de Encerramento	29 de dezembro de 2009

⁽¹⁾ As datas previstas para os eventos futuros são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, antecipações e atrasos.

Público Alvo

A Emissão é destinada a investidores pessoas físicas e jurídicas, desde que considerados investidores qualificados, residentes, domiciliados ou com sede no Brasil, clubes de investimento, fundos de investimento, carteiras administradas, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, condomínios destinados à aplicação em carteiras de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BM&FBOVESPA, seguradoras, entidades abertas ou fechadas de previdência complementar e de capitalização.

Procedimento da Oferta

A colocação das Debêntures somente terá início após (a) a obtenção do registro da Emissão na CVM; (b) a publicação do Anúncio de Início; e (c) a disponibilização deste Prospecto Definitivo para os investidores. A colocação das Debêntures deverá ser efetuada até o período máximo de 6 (seis) meses, a contar da data da publicação do Anúncio de Início (“Prazo de Distribuição”), devendo o plano de distribuição ser fixado nos seguintes termos:

- (i) As Debêntures serão colocadas sob o regime de garantia firme de colocação e melhores esforços de colocação;
- (ii) após o protocolo do pedido de registro da Emissão na CVM, mas anteriormente ao registro da distribuição das Debêntures, foram realizadas apresentações para potenciais investidores, conforme determinado pelo Coordenador Líder de comum acordo com a Emissora, durante os quais foram distribuídas versões do Prospecto Preliminar da Emissão;
- (iii) não existem lotes máximos ou mínimos de subscrição das Debêntures;
- (iv) não será concedido qualquer tipo de desconto e/ou repasse pelo Coordenador Líder aos investidores interessados em adquirir as Debêntures;
- (v) não será constituído fundo de sustentação de liquidez ou firmado contrato de garantia de liquidez para as Debêntures; e
- (vi) não será firmado contrato de estabilização de preços das Debêntures.

Os investidores devem ler a seção “Fatores de Risco – Riscos Relacionados à Emissão e às Debêntures”, constante das páginas 67 a 68 deste Prospecto, para ciência de certos riscos que devem ser considerados com relação ao investimento nas Debêntures.

Inadequação de Investimento

O investimento nas Debêntures não é adequado a investidores que (a) necessitem de liquidez, tendo em vista a possibilidade de serem pequenas ou inexistentes as negociações das Debêntures no mercado secundário; e/ou (b) não estejam dispostos a correr o risco de crédito de empresa do setor privado. Os investidores devem ler a seção “Fatores de Risco”, constante das páginas 58 a 68 deste Prospecto, para ciência de certos riscos que devem ser considerados com relação ao investimento nas Debêntures.

Suspensão e Cancelamento da Oferta

Nos termos do artigo 19 da Instrução CVM 400, a CVM (a) poderá suspender ou cancelar, a qualquer tempo, uma oferta que: (i) esteja se processando em condições diversas das constantes da Instrução CVM 400 ou do registro; ou (ii) tenha sido havida por ilegal, contrária à regulamentação da CVM ou fraudulenta, ainda que após obtido o respectivo registro; e (b) deverá suspender qualquer oferta quando verificar ilegalidade ou violação de regulamento sanáveis. O prazo de suspensão da Oferta não poderá ser superior a 30 (trinta) dias, durante o qual a irregularidade apontada deverá ser sanada. Findo tal prazo sem que tenham sido sanados os vícios que determinaram a suspensão, a CVM deverá ordenar a retirada da referida oferta e cancelar o respectivo registro.

A suspensão ou o cancelamento da Oferta será informado aos investidores que já tenham aceitado a Oferta, sendo-lhes facultada, na hipótese de suspensão, a possibilidade de revogar a aceitação até o quinto dia útil posterior ao recebimento da respectiva comunicação. Todos os investidores que já tenham aceitado a oferta, na hipótese de seu cancelamento, e todos os investidores que tenham revogado a sua aceitação, na hipótese de suspensão, conforme previsto acima, terão direito à restituição integral dos valores dados em contrapartida às Debêntures, conforme o disposto no parágrafo único do artigo 20 da Instrução CVM 400, no prazo de até 5 (cinco) dias úteis, sem qualquer remuneração ou correção monetária.

Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação da Oferta

A Companhia e o Coordenador Líder poderão requerer que a CVM autorize a modificação ou o cancelamento da Oferta, caso ocorram alterações posteriores, relevantes e inesperadas nas circunstâncias inerentes à Oferta existentes na data do pedido de registro de distribuição, que resultem em um aumento relevante nos riscos assumidos. Adicionalmente, a Companhia e o Coordenador Líder poderão modificar, a qualquer tempo, a Oferta, a fim de melhorar seus termos e condições para os investidores, conforme disposto no parágrafo 3º do artigo 25 da Instrução CVM 400. Caso o requerimento de modificação nas condições da Oferta seja aceito pela CVM, o prazo para distribuição da Oferta poderá ser adiado em até 90 dias, contados da aprovação do pedido de modificação. Se a Oferta for cancelada, os atos de aceitação anteriores e posteriores ao cancelamento serão considerados ineficazes.

A revogação ou qualquer modificação da Oferta será imediatamente divulgada por meio do DOESP e do jornal “Valor Econômico”, veículos também usados para divulgação do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400 (“Anúncio de Retificação”). Após a publicação do Anúncio de Retificação, o Coordenador Líder somente aceitará ordens de investimento daqueles investidores que se declararem cientes dos termos do Anúncio de Retificação. Os investidores que já tiverem aderido à Oferta deverão ser comunicados diretamente a respeito da modificação efetuada para que confirmem, no prazo de 5 (cinco) dias úteis do recebimento da comunicação, o interesse em manter a declaração de aceitação, presumida a manutenção em caso de silêncio.

Em qualquer hipótese, a revogação torna ineficazes a Oferta e os atos de aceitação anteriores ou posteriores, devendo ser restituídos integralmente aos investidores os valores dados em contrapartida à aquisição das Debêntures, sem qualquer acréscimo, conforme disposto no artigo 26 da Instrução CVM 400.

Limite Legal

As Debêntures são da espécie quirografária, nos termos do artigo 58 da Lei das Sociedades por Ações, atendendo a Emissão, portanto, aos limites previstos no artigo 60 da Lei das Sociedades por Ações, uma vez que o capital social da Emissora nesta data é de R\$714.552.105,06 (setecentos e quatorze milhões, quinhentos e cinquenta e dois mil, cento e cinco reais e seis centavos), e o montante total da Emissão, na Data de Emissão, é de R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais).

Contrato de Colocação

A Companhia e o Coordenador Líder celebraram, em 4 de dezembro de 2009, o Contrato de Colocação que está disponível para consulta ou cópia junto à Companhia e ao Coordenador Líder, nos endereços indicados na seção “Identificação de Administradores, Consultores e Auditores”, na página 57 deste Prospecto e à CVM, nos endereços indicados no subtítulo “Informações Complementares” desta Seção, na página 55 deste Prospecto.

Regime de Colocação

As Debêntures serão objeto de distribuição pública sob os regimes de melhores esforços e garantia firme de colocação a serem outorgados à Companhia pelo BNB, sendo R\$300.000.000,00 (trezentos milhões de reais), ou seja, 300.000 (trezentas mil) debêntures em regime de garantia firme de colocação e até R\$ 70.000.000,00 (setenta milhões de reais), ou seja 70.000 (setenta mil) debêntures em regime de melhores esforços de colocação. O BNB, enquanto instituição financeira integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, organizará, nos termos do parágrafo 3º do artigo 33 da Instrução CVM 400, plano de distribuição, tendo como público alvo investidores pessoas físicas e jurídicas, desde que considerados investidores qualificados, residentes, domiciliados ou com sede no Brasil, clubes de investimento, fundos de investimento, carteiras administradas, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, condomínios destinados à aplicação em carteiras de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BM&FBOVESPA, seguradoras, entidades abertas ou fechadas de previdência complementar e de capitalização, assegurando: (i) a adequação do investimento nas Debêntures ao perfil de risco dos seus clientes (ii) que o tratamento conferido aos investidores seja justo e equitativo; e (iii) que os representantes de venda do Coordenador Líder recebam previamente exemplar do Prospecto Preliminar e deste Prospecto Definitivo para leitura obrigatória, para que suas dúvidas possam ser esclarecidas por pessoas designadas pelo Coordenador Líder; e (iv) a disponibilização de exemplar dos Prospectos aos investidores.

Garantia Firme de Colocação e Melhores Esforços de Colocação

A garantia firme de colocação para as Debêntures, no montante acima descrito, é outorgada pelo Coordenador Líder à Companhia, sendo que o montante máximo total da referida garantida somente será auferido após o encerramento do Procedimento de *Bookbuilding*.

Se as Debêntures objeto da garantia firme de colocação não tiverem sido totalmente colocadas em até 3 (três) dias úteis contados da publicação do Anúncio de Início, o Coordenador Líder deverá subscrever o eventual saldo em até 5 (cinco) dias úteis contados da publicação do Anúncio de Início, respeitadas as condições do Contrato de Colocação, em especial, o prazo de validade da garantia firme prestada.

A garantia firme de colocação das Debêntures é outorgada pelo Coordenador Líder à Companhia conforme tabela abaixo:

Regime de Colocação	Quantidade de Debêntures
Garantia firme	81,1%
Melhores esforços	18,9%
Total	100%

Demonstrativo do Custo de Distribuição

Conforme disposto abaixo, estimamos que os custos com a emissão das debêntures será de aproximadamente R\$3.358.178,00. A Companhia entende que os custos da Oferta não impactarão os resultados da Companhia de maneira relevante, uma vez que esses gastos serão capitalizados e alocados ao resultado pelo período de vigência das Debêntures, conforme critérios definidos pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil.

Comissões e Despesas	Custo Total (R\$)	% em Relação ao Valor Total da Oferta	Custo por Debênture (R\$)
Comissão de Coordenação, Estruturação, Colocação e Garantia Firme	2.590.000,00	0,70%	7,00
Total de Comissões	2.590.000,00	0,70%	7,00
Taxas de Registro e Listagem das Debêntures	178.540,00	0,05%	0,48
Advogados ⁽¹⁾	200.000,00	0,05%	0,54
Auditores ⁽¹⁾	120.000,00	0,03%	0,32
Publicidade ⁽¹⁾	123.000,00	0,03%	0,33
Classificação de Risco	96.638,00	0,03%	0,26
Outros ⁽¹⁾	50.000,00	0,01%	0,14
Total	3.358.178,00	0,91%	9,08

⁽¹⁾ Despesas estimadas.

Além das comissões previstas acima, nenhuma outra será contratada ou paga ao Coordenador Líder, direta ou indiretamente, por força ou em decorrência da Oferta das Debêntures ou do Contrato de Colocação, sem prévia manifestação e aprovação da CVM.

Relacionamento entre a Companhia e o Coordenador Líder

Além do relacionamento relativo à presente Oferta, a Emissora, em 23 de dezembro de 2008, celebrou com o Coordenador Líder, Contrato de Abertura de Crédito por Instrumento Particular, no valor total de R\$47,0 mil, para pagamento em 6 (seis) parcelas semestrais no valor de R\$7,8 mil cada uma, acrescidas de juros à taxa atual de 1,421% ao mês e realizou operação de distribuição pública da 32 (trinta e duas) Notas Promissórias, no valor de R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) cada uma, totalizando o valor de R\$320.000.000,00 (trezentos e vinte milhões de reais), na qual o BNB atuou como Coordenador Líder. A Emissora poderá, no futuro, contratar o Coordenador Líder para assessorá-la, inclusive, na realização de investimentos ou quaisquer outras operações necessárias para a condução de suas atividades.

Relacionamento entre a Companhia e a Planner

Além do relacionamento relativo à presente Oferta, a Planner não possui qualquer outra operação contratada com a Companhia. A Emissora poderá, no futuro, contratar a Planner para assessorá-la, inclusive, na realização de investimentos ou quaisquer outras operações necessárias para a condução de suas atividades.

Destinação dos Recursos

Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão destinados: (i) ao pagamento da obrigação principal e acessória das 32 (trinta e duas) Notas Promissórias da Segunda Emissão (“Notas Promissórias da Segunda Emissão”), o que ocorrerá de forma simultânea ao recebimento dos recursos oriundos da Emissão; e (ii) à composição do capital de giro da Companhia.

Registro na CVM

A Emissão foi registrada na CVM na forma da Lei nº 6.385, de 07 de dezembro de 1976, conforme alterada, da Lei das Sociedades por Ações, da Instrução da CVM 400, e das demais disposições legais e regulamentares aplicáveis.

Registro na Associação Nacional dos Bancos de Investimento

A Emissão será registrada na Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (“ANBIMA”) no prazo máximo de 15 (quinze) dias, contados da data da concessão do respectivo registro pela CVM, nos termos do Artigo 25 do Código Anbid de Regulação e Melhores Práticas para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários (“Código ANBID”).

Informações Complementares

O Coordenador Líder recomenda aos investidores, antes de tomar qualquer decisão de investimento relativa à Oferta, a consulta a este Prospecto. A leitura deste Prospecto possibilita aos investidores uma análise detalhada dos termos e condições da Oferta, dos fatores de risco e dos demais riscos a elas inerentes.

Para a obtenção de mais informações sobre a Oferta, os investidores interessados deverão dirigir-se (a) à CVM, na (i) Rua Sete de Setembro 111, 5º andar, CEP 20159-900, Rio de Janeiro, RJ; ou na (ii) Rua Cincinato Braga, 340, 2º, 3º e 4º andares, CEP 01333-010, São Paulo, SP (www.cvm.gov.br); (b) à CETIP, localizada (i) na Avenida República do Chile, nº 230, 11º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro; ou (ii) na Rua Líbero Badaró, nº 425, 24º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo (www.cetip.com.br); (c) à Companhia, ao Coordenador Líder ou à Instituição Contratada, nos endereços indicados na seção “Identificação de Administradores, Consultores e Auditores”, constante da página 55 deste Prospecto.

IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES

1. Companhia

Rede Energia S.A.

At.: Carmem Campos Pereira

Cargo: Diretora Presidente e de Relação com Investidores

Endereço: Avenida Paulista, nº 2.439 – 12º andar, bairro Cerqueira César

São Paulo – SP, CEP: 01311-936

Telefone: (11) 3066-2000

Fax: (11) 3060-9550

E-mail: carmem.pereira@redenergia.com

Internet: www.redenergia.com

2. Instituições Intermediárias

2.1 Coordenador Líder

Banco do Nordeste do Brasil

At.: Fernando Passos

Endereço: Avenida Pedro Ramalho, nº 5.700, bloco C1 superior

Fortaleza – CE, CEP: 60.743-902

Telefone: (85) 3299-3022

Fax: (85) 3299-3585

E-mail: fernandopassos@bnb.gov.br

Internet: www.bnb.gov.br/mercadodecapitais

2.2 Instituição Contratada

Planner Corretora de Valores S.A.

At.: Artur Martins de Figueiredo

Endereço: Av. Brig. Faria Lima, 3900 – 10º andar

São Paulo – SP, CEP 04538-132

Telefone: (11) 2172-2600

Fax: 3078-7613

E-mail: afigueiredo@plannercorretora.com.br

Internet: www.planner.com.br

3. Consultor Legal

3.1 Companhia e Coordenador Líder

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados

At.: Sr. Carlos Barbosa Mello

Alameda Joaquim Eugênio de Lima, nº 447, 14º andar

São Paulo – SP, 01403-001

Telefone: (11) 3147-7600

Fax: (11) 3174-7770

Internet: www.mattosfilho.com.br

4. Auditores Independentes da Companhia

BDO Trevisan Auditores Independentes

At.: Orlando Octávio de Freitas Júnior

Rua Bela Cintra, 934

São Paulo - SP

Telefone: (11) 3138-5019

Fax: (11) 3138-5182

Internet: www.bdotrevisan.com.br

Declarações da Emissora

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03, a Emissora declara e atesta a veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações contidas neste Prospecto e declara que: (i) os documentos referentes ao seu registro de companhia aberta estão regulares e atualizados perante a CVM; e (ii) as informações constantes do presente Prospecto são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores o conhecimento da Emissão e das Debêntures e de informações relevantes da Emissora referentes ao período compreendido entre 1º de janeiro de 2006 e a data deste Prospecto, bem como uma tomada de decisão fundamentada a respeito das Debêntures, tendo sido elaborados de acordo com as normas pertinentes.

Declarações do Coordenador Líder

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400, o Coordenador Líder declara, por meio de seu Superintendente, Sr. Fernando Passos, que tomou as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que (i) as informações prestadas pela Emissora sejam verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta; e (ii) as informações fornecidas ao mercado durante todo o prazo da Oferta, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro de companhia aberta da Emissora perante a Comissão de Valores Mobiliários e que venham a integrar o Prospecto sejam suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta.

Adicionalmente, o Coordenador Líder declara que o Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, das Debêntures, da Oferta e da Emissora, suas atividades, situação econômico-financeira e dos riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta, tendo sido elaborado de acordo com as normas pertinentes.

As declarações da Companhia e do Coordenador Líder nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400 constam anexas a este Prospecto como Anexo E. Ademais, para informações adicionais sobre os administradores, vide a seção “Administração da Companhia”, nas páginas 206 deste Prospecto.

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação	A Companhia é uma sociedade por ações, inscrita no CNPJ/MF sob nº 61.584.140/0001-49, com seus atos constitutivos arquivados na Junta Comercial do Estado de São Paulo (JUCESP), sob o NIRE 35.300.029.780.
Sede	Avenida Paulista, nº 2.439 – 5º andar - São Paulo - SP
Diretoria de Relação com Investidores	Representada pela Sra. Carmem Campos Pereira - tel.: (11) 3066-2000 fax: (11) 3060-9550
Auditor Independente da Companhia	BDO Trevisan Auditores Independentes.
Jornais nos quais Divulga Informações	As informações referentes à Companhia são divulgadas nos jornais Diário Oficial do Estado de São Paulo e no jornal “Valor Econômico”.
Internet	www.redenergia.com . As informações contidas no <i>site</i> da Companhia não fazem parte deste Prospecto.
Atendimento aos Acionistas	O atendimento aos acionistas da Companhia é feito pelo telefone (11)3066-2021, pelo fax (11) 3060-9562 e pelo e-mail carmem.pereira@redenergia.com . O atendimento aos acionistas também poderá ser feito pelo Banco Bradesco S.A.
Informações Adicionais	Quaisquer outras informações adicionais sobre a Companhia ou a Emissão poderão ser encontradas junto: (i) à Companhia, em sua sede; (ii) ao Coordenador Líder, na Avenida Pedro Ramalho, nº 5.700, Fortaleza, Estado do Ceará; (iii) à Instituição Contratada, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.900, 10º andar, São Paulo, Estado de São Paulo; (iv) à CETIP, na Rua Líbero Badaró, nº 425, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo; (v) à CVM, na Rua Sete de Setembro, nº 111, 5º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro ou na Rua Cincinato Braga, nº 340, 2º, 3º e 4º andares, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo; e (vi) à BM&FBOVESPA, na Rua XV de Novembro, nº 275, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

FATORES DE RISCO

O investimento nas Debêntures da Companhia envolve alto grau de risco. Os potenciais investidores devem considerar cuidadosamente os riscos descritos abaixo antes de tomarem uma decisão de investimento. As atividades, situação financeira e resultados operacionais da Companhia podem ser afetados de maneira adversa por quaisquer desses riscos. Os riscos descritos abaixo são aqueles que atualmente a Companhia considera que poderão afetá-la de maneira adversa, podendo riscos adicionais e incertezas atualmente não conhecidos pela Companhia, ou que atualmente são considerados irrelevantes, também prejudicar as atividades da Companhia de maneira significativa.

Riscos Relacionados à Companhia e suas Operações

O nível de endividamento financeiro e não financeiro, bem como de despesas com o serviço da dívida podem afetar adversamente a capacidade de operar os negócios da Companhia e efetuar pagamentos de sua dívida, bem como o resultado de suas operações.

A Companhia atua num setor de atividade econômica que requer grande volume de recursos financeiros e, portanto, contraiu e contrairá financiamentos em volumes significativos. Em 30 de setembro de 2009, seu endividamento total, sem contar a dívida entre partes relacionadas, era de R\$4.780,8 milhões, sendo R\$3.392,8 milhões de longo prazo e R\$1.388,0 milhões de curto prazo. Esse nível de endividamento aumenta as possibilidades da Companhia não gerar recursos suficientes para pagar suas dívidas e distribuir dividendos. Adicionalmente, a Companhia pode incorrer em endividamento adicional de tempos em tempos para financiar aquisições, investimentos ou associações estratégicas, bem como para a condução de suas operações, sujeito às restrições aplicáveis à dívida existente. Caso incorra em endividamento adicional, os riscos associados com sua alavancagem poderão aumentar, inclusive com relação a sua habilidade de pagar dívidas, e caso haja descumprimento de determinadas obrigações de manutenção de índices financeiros poderá ocorrer vencimento antecipado das dívidas anteriormente contraídas. Na hipótese de vencimento antecipado de suas dívidas, seus ativos e fluxo de caixa podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor de seus contratos de financiamento. Além disso, a impossibilidade de incorrer em dívidas adicionais pode impedir a nossa capacidade de investir em nossas atividades e de fazer dispêndios de capital necessários, o que pode afetar nossa condição financeira e o resultado de nossas operações.

A Companhia pode ser penalizada pela ANEEL se não cumprir com as obrigações relevantes contidas em seus contratos de concessão, o que pode acarretar multas e outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, a caducidade de suas concessões.

As atividades de distribuição de energia elétrica são realizadas de acordo com contratos de concessão firmados com o Poder Concedente por intermédio da ANEEL, os quais têm término previsto entre 2015 e 2028, e são renováveis a critério da ANEEL, mediante sua solicitação. Com base nas disposições de seus contratos de concessão e na legislação aplicável, a ANEEL poderá aplicar penalidades se descumprir qualquer disposição dos contratos de concessão. Dependendo da gravidade do descumprimento, tais penalidades poderão incluir:

- advertência;
- multas por descumprimento que, dependendo da gravidade da infração, variam de 0,01% a 2% sobre o valor do faturamento correspondente aos últimos 12 meses anteriores à lavratura do auto de infração;
- embargo à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamento existentes;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões;
- intervenção da ANEEL na administração das distribuidoras ou geradoras na hipótese de descumprimento dos termos e condições do contrato de concessão; e
- término antecipado das concessões na hipótese de descumprimento dos termos e condições do contrato de concessão.

Além disso, o poder concedente tem o poder de terminar suas concessões de distribuição antes dos respectivos prazos finais em caso de falência ou dissolução das concessionárias, ou por meio de encampação, quando necessário para atender ao interesse público.

Caso quaisquer dos contratos de concessão da Companhia sejam extintos por qualquer violação futura, a Companhia não poderá operar seus negócios de distribuição ou geração de energia objeto do contrato de concessão extinto. Além disso, caso a ANEEL extinga quaisquer de seus contratos de concessão antes do término de seus prazos, o pagamento a que a Companhia terá direito quando do término de suas concessões por investimentos não amortizados poderá não ser suficiente para liquidação total dos seus passivos, e esse pagamento poderá ser postergado por muitos anos. Se os contratos de concessão terminarem por sua culpa, o montante do pagamento devido poderá ser reduzido de forma significativa com a imposição de multas ou outras penalidades. Além disso, os pagamentos a que a Companhia terá direito na hipótese de término antecipado de suas concessões poderão ser designados prioritariamente para pagamento de determinadas obrigações, como por exemplo, o empréstimo junto ao BID (desembolsados à CEMAT e à CELPA em 21 de julho de 2006 e à CELTINS em 17 de agosto de 2007). A aplicação de multas ou penalidades ou o término antecipado de suas concessões poderão ter um efeito adverso significativo sobre sua condição financeira e resultado operacional.

A Companhia não pode assegurar a renovação dos seus contratos de concessão.

A Companhia desenvolve suas atividades de distribuição de acordo com os contratos de concessão celebrados com a União. As concessões para distribuição das concessionárias que compõem a REDE SUL/SUDESTE, da CELTINS, da CEMAT, ENERSUL e da CELPA, possuem prazos de validade até 2015, 2020, 2027, 2027 e 2028, respectivamente. A Companhia não pode assegurar que estas concessões serão renovadas quando do advento do término dos respectivos prazos contratuais ou que serão renovadas em termos favoráveis à Companhia. Caso qualquer dessas concessões não sejam renovadas, ou sejam renovadas em termos mais onerosos ou desvantajosos, suas operações, condição financeira e resultado operacional poderão sofrer um impacto adverso significativo.

Tendo em vista o grau de discricionariedade concedido à ANEEL pela Lei de Concessões e pelos contratos de concessão com relação à renovação do prazo das concessões existentes, e dada a falta de precedentes com relação ao exercício pela ANEEL de tal discricionariedade e interpretação e aplicação da Lei de Concessões, a Companhia não pode assegurar que obterá novas concessões ou que suas concessões serão estendidas em termos tão favoráveis quanto os atualmente vigentes.

Se não conseguir controlar com sucesso as perdas de energia e essas perdas não forem repassadas às tarifas, seus resultados operacionais e sua condição financeira poderão ser adversamente afetados.

A Companhia enfrenta dois tipos de perdas de energia em sua atividade de distribuição: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são aquelas que ocorrem no curso ordinário da distribuição de energia, que imediatamente se dissipam no decorrer da transmissão da energia que a Companhia distribui. Perdas comerciais são aquelas causadas por conexões ilegais, adulteração de medidores, fraude, medição equivocada e erro nas contas. Devido às perdas técnicas e comerciais, o montante de eletricidade que compramos é superior ao montante entregue e cobrado de seus consumidores. Em 2008, o total das perdas de energia de suas operações de distribuição foi de 19,8% sobre o valor total de energia distribuída. A implementação de programas de redução de perdas requer investimentos significativos e a Companhia não pode assegurar que os recursos para estes investimentos estarão disponíveis. Adicionalmente, este programa requer também participação das instituições estatais, principalmente do judiciário e do legislativo, e a Companhia não pode assegurar que estas instituições colaborarão com seus esforços de redução de perdas. As estratégias e programas de combate a perdas de energia podem não ser eficazes e o valor econômico dessas perdas podem não ser repassadas em sua totalidade às suas tarifas, de modo que um aumento significativo nas perdas de energia poderá afetar adversamente a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia. Para maiores informações, veja seção “Atividades da Companhia – Perdas de Energia Elétrica”, na página 177 deste Prospecto.

As empresas distribuidoras possuem contas a receber vencidas que, se não foram pagas, podem afetar adversamente seus resultados financeiros.

A habilidade das empresas distribuidoras de receber os pagamentos devidos por seus consumidores depende da capacidade de crédito desses consumidores e da nossa capacidade de cobrá-los. Em 31 de dezembro de 2008 e em 30 de setembro de 2009, a Companhia acumulou contas a receber vencidas de consumidores finais no valor de R\$659,2 milhões e R\$713,2 milhões, que representaram 10,9% e 12,7%, respectivamente, de sua receita operacional bruta em 2008 e no período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de 2009. Das contas a receber vencidas em 31 de dezembro de 2008, 45,7% encontravam-se vencidas e não pagas por mais de 90 dias. Deste

percentual total, cerca de 11,4% era representado por contas devidas pelo setor público de curto prazo para as quais os mecanismos jurídicos de cobrança têm historicamente encontrado mais dificuldades. A Companhia pode não recuperar os créditos relativos a dívidas do setor público e demais consumidores inadimplentes. A Companhia não constituiu provisões para créditos de liquidação duvidosa com relação à venda de energia elétrica para o setor público. Caso a Companhia não recupere parcela significativa desses créditos, seus resultados financeiros serão adversamente afetados. Ademais, qualquer deterioração na economia brasileira, particularmente nas regiões em que presta serviços, poderá afetar adversamente a liquidez de seus consumidores, o que poderia aumentar as contas a receber vencidas. Para mais informações, veja “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e Resultados Operacionais – Apresentação das Informações Financeiras e Políticas Contábeis Críticas – Principais Práticas Contábeis – Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa” e “Atividades da Companhia – Procedimentos de Faturamento, Políticas sobre Pagamentos em Atraso, de Controle de Crédito”, nas páginas 97 e 185, respectivamente, deste Prospecto.

A Companhia tem necessidade de liquidez e de recursos de capital para implementar sua estratégia de investimentos e aquisições e qualquer dificuldade nesse sentido pode afetar adversamente seus objetivos.

Para financiar as atividades, incluindo sua estratégia de realizar investimentos e aquisições, a Companhia procura obter financiamento junto a instituições financeiras e de fomento, nacionais e estrangeiras e acessar o mercado de capitais. A capacidade de continuar a captação de recursos por essas vias depende de vários fatores, entre eles o nosso nível de endividamento e as condições de mercado. A incapacidade de obter os recursos necessários em condições razoáveis pode causar efeitos adversos e prejudicar a capacidade da Companhia de implementar seu plano de investimento e sua estratégia de realizar aquisições. Para mais informações, veja “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e Resultados Operacionais – Liquidez e Recursos de Capital”, na página 131 deste Prospecto.

Os contratos financeiros da Companhia possuem obrigações específicas, dentre as quais a obrigação de manutenção de índices financeiros, sendo que qualquer inadimplemento dessas obrigações pode afetar adversamente sua condição financeira e sua capacidade de conduzir seus negócios.

A Companhia é parte em diversos contratos financeiros, vários dos quais exigem o cumprimento de certas obrigações específicas, dentre elas a de manter certos índices financeiros os quais, por sua vez, restringem sua capacidade de contratar novas dívidas ou de manter linhas de crédito. Qualquer inadimplemento aos termos de seus contratos financeiros que não seja sanado ou perdoado pelos respectivos credores poderá resultar na decisão desses credores em declarar o vencimento antecipado do saldo devedor da respectiva dívida, bem como pode resultar no vencimento antecipado de dívidas de outros contratos financeiros. Os ativos e fluxo de caixa da Companhia podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor de seus contratos de financiamento, na hipótese de vencimento antecipado.

Para maiores informações, ver seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais da Companhia – Liquidez e Recursos de Capital” e “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais da Companhia – Endividamento”, nas páginas 129 e 134 deste Prospecto.

A Companhia pode não conseguir implementar integralmente a sua estratégia de negócios.

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócios depende de vários fatores, inclusive da sua capacidade de (i) expandir a base de consumidores e intensificar seus negócios nas áreas que atuamos; (ii) investir em programas de redução de perdas; (iii) investir em novos ativos de energia renovável; (iv) investir em eficiência técnica operacional; (v) consolidar seus negócios e operações; (vi) expandir e fortalecer sua atividade de comercialização; e (vii) reestruturar seu perfil de endividamento. Sua incapacidade em lidar com quaisquer desses fatores pode prejudicar sua capacidade de executar sua estratégia de negócios. Para maiores informações, veja seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais – Investimentos”, na página 135 deste Prospecto.

Futuras aquisições e a diversificação dos negócios da Companhia podem afetar sua capacidade de alcançar suas metas e implementar suas estratégias.

Aquisições de outras empresas ou ativos em linha com as atividades atuais da Companhia constituem um dos elementos-chave de sua estratégia de crescimento de longo prazo. Não há como assegurar que futuras aquisições venham efetivamente a ocorrer, e caso ocorram, que venham a contribuir estrategicamente para seus objetivos. A

aquisição de empresas ou ativos envolve outros riscos operacionais e financeiros, que incluem dificuldades de integração das gestões administrativas e operacionais entre os ativos existentes e aqueles que venham a ser adquiridos, responsabilização por eventuais contingências e passivos ocultos e a alocação de esforços administrativos e financeiros ao processo de integração. Ademais, a Companhia tem como estratégia complementar diversificar seus negócios por meio de investimentos em comercialização de energia e, em menor escala, co-geração de energia elétrica a partir da biomassa (bagaço e palha de cana de açúcar), a qual assume que será capaz de firmar relações estratégicas com financiadores, sócios, produtores agrícolas, fornecedores e outros parceiros comerciais e envolve diversos riscos como: (i) incapacidade de concluir os projetos dentro dos prazos e custos estimados; (ii) incapacidade de obtermos as licenças ambientais necessárias aos projetos; (iii) incapacidade de antecipar e adaptar-se às novas tendências em rápida evolução do setor de bionergia no Brasil e em outros países; (iv) flutuações de preços para o etanol; e (v) outros riscos econômicos, competitivos, regulamentares e incertezas operacionais e contingências que estão fora do seu controle. Caso futuras aquisições ou a diversificação de seus negócios não tragam os benefícios esperados, seu negócio, resultado operacional e fluxo de caixa podem ser adversamente afetados.

Disputas judiciais e administrativas podem afetar de forma adversa os resultados da Companhia.

Em 30 de setembro de 2009, a Companhia era parte em aproximadamente 21.500 ações judiciais e processos administrativos relacionados a matérias cíveis, fiscais, trabalhistas, ambientais e regulatórias, os quais somavam contingência estimada de R\$4.470,0 milhões (o que não inclui processos, no momento, não quantificáveis ou com pedidos não pecuniários). Em 30 de setembro de 2009, o valor de R\$91,0 milhões estava provisionado em seu balanço para fazer face às perdas prováveis em contenciosos judiciais ou administrativos.

Nos termos do contrato de permuta de ativos celebrado com a Energias do Brasil, em 18 de junho de 2008, a Companhia permanece responsável por cerca de 21% de eventual condenação em processos administrativos ou judiciais que se refiram a fatos ocorridos anteriormente à Permuta de Ativos e que não estivessem provisionados ou com provisão insuficiente, percentual correspondente à participação que detinha no capital social da Investco antes da Permuta de Ativos.

Decisões ou acordos desfavoráveis com relação a esses processos ou disputas judiciais ou administrativas poderão resultar em desembolsos de caixa relevantes, o que poderá afetar significativamente a condição financeira da Companhia de forma negativa. Adicionalmente, decisões ou acordos desfavoráveis em montante superior ao provisionado poderão ter um efeito adverso em seus resultados. Para mais informações, ver a seção “Atividades da Companhia – Processos Judiciais e Administrativos”, na página 203 deste Prospecto.

Uma vez que parte significativa dos bens da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

Uma parte significativa dos bens da Companhia, inclusive a sua rede de distribuição de energia e parte dos seus ativos de geração está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, uma vez que devem ser revertidos ao Poder Concedente, de acordo com os termos das concessões e com a legislação. A Companhia tem o direito de receber indenização do Poder Concedente em caso de extinção antecipada de suas concessões, mas não pode assegurar que o valor a ser indenizado será igual ao valor de mercado dos bens revertidos. Essas limitações podem ter um efeito negativo em sua capacidade de honrar as dívidas contraídas e/ou obter financiamentos.

O Governo Federal criou um programa de “universalização” que requer que haja o fornecimento de serviços de eletricidade a determinados consumidores e que as empresas do setor incorram em despesas operacionais e de capital que podem não ser vantajosas para a Companhia.

Em 2002, o Governo Federal deu início à implementação de um programa de universalização com o objetivo de fornecer eletricidade aos consumidores de baixa renda que de outra forma não teriam acesso à eletricidade. Em 2003, o Governo Federal começou a implementar o Programa Luz para Todos, delineado para disponibilizar eletricidade para os consumidores rurais de baixa renda, que de outra forma não teriam acesso a eletricidade. De acordo com esse programa, (1) o MME e distribuidoras de energia, conjuntamente, através da ANEEL, estabeleceram metas em relação ao número de consumidores rurais de baixa renda para cada distribuidora de energia, e (2) as distribuidoras de energia devem arcar com os custos de ligação para estes consumidores cuja potência declarada dos equipamentos elétricos não ultrapasse 50 kW. Caso as metas determinadas por esse

programa não sejam atendidas pela Companhia, ela poderá ser penalizada com redução de suas tarifas até o cumprimento das respectivas metas.

O cumprimento das metas estabelecidas requer investimentos significativos que são primordialmente financiados por programas oficiais como o Programa Luz para Todos, criado pelo Governo Federal para financiar até 85,0% dos investimentos exigidos para a implementação do programa de universalização. O repasse aos consumidores dos custos que são incorridos e que não são ressarcidos por essas outras fontes somente pode ser efetuado, sujeito à aprovação discricionária da ANEEL, nas revisões periódicas de tarifa, que ocorrem somente a cada quatro ou cinco anos. A regulamentação vigente, Resolução ANEEL nº 175/2005, estabelece que, caso o custo adicional advindo da implementação do Programa Luz para Todos, no período de 2005 a 2010, acarrete um impacto tarifário para os consumidores superior a 8%, a concessionária deverá solicitar, a qualquer tempo, a revisão das metas desse programa. Mesmo que se confirme que o impacto tarifário da implementação das metas do Programa Luz para Todos nas atividades de distribuição da Companhia é superior a 8%, não há como assegurar que as autoridades reguladoras reverão estas metas em prazos adequados e as metas de conclusão do programa.

Em razão da extensão territorial e dispersão populacional de suas concessões, os custos da Companhia com o programa de universalização são comparativamente elevados em relação a outras concessionárias que atuam em áreas menores e de maior densidade populacional. Nos exercícios sociais de 2008, 2007 e 2006 foram investidos R\$742,5 milhões, R\$534,0 milhões e R\$524,4 milhões, respectivamente, no programa de universalização e no Programa Luz Para Todos, o que correspondeu a 50,1%, 42,3% e 47,9% de seus investimentos totais nos mesmos períodos. No período de 9 meses encerrado em 30 de setembro de 2009, foram realizados investimentos totais de R\$530,7 milhões. A Companhia depende ainda em larga escala de financiamentos e programas governamentais para cumprir com as metas de universalização e qualquer atraso na aprovação desses financiamentos e programas podem afetar adversamente sua capacidade de atender as metas estabelecidas, sujeitando a Companhia às penalidades regulamentares, incluindo reduções de tarifas.

Ademais, os investimentos obrigatórios para atendimento das metas de universalização podem não gerar o mesmo retorno sobre o capital investido se comparado com outros investimentos que poderiam ser realizados conforme suas próprias decisões negociais. Ainda, no futuro, o Governo Federal pode impor ônus adicionais as suas distribuidoras no Programa Luz para Todos, ou no âmbito de programas semelhantes, os quais poderão aumentar significativamente os custos da Companhia e afetar negativamente seus resultados.

A construção, operação e ampliação das instalações e equipamentos de geração e distribuição de energia elétrica da Companhia envolvem riscos significativos que podem ensejar perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, operação e ampliação de instalações e equipamentos destinados à geração e distribuição de energia elétrica da Companhia envolvem diversos riscos, incluindo:

- a incapacidade de obter alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;
- greves;
- paralisações e manifestações trabalhistas;
- perturbação social;
- interferências climáticas ou hidrológicas;
- oposição das comunidades locais;
- problemas ambientais e de engenharia imprevistos;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;

- atrasos operacionais e de construção, ou custos superiores ao previsto;
- indisponibilidade de financiamento ou pelo menos em termos comercialmente razoáveis; e
- a obtenção do licenciamento ambiental, em relação à UHE Couto Magalhães.

Se a Companhia vivenciar esses ou outros problemas, poderá não ser capaz de distribuir energia elétrica em quantidades compatíveis com seus planos de negócios, o que pode vir a afetar de maneira adversa sua situação financeira e o resultado das suas operações.

Riscos do Setor de Energia Elétrica Brasileiro

As receitas operacionais da Companhia podem ser negativamente afetadas por decisões da ANEEL com relação às suas tarifas.

As tarifas cobradas pela Companhia pela venda de energia aos consumidores são determinadas de acordo com os contratos de concessão celebrados com a ANEEL e estão sujeitas à discricionariedade regulatória da ANEEL em alguns aspectos.

Os contratos de concessão estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos, (i) reajuste tarifário anual; (ii) revisão tarifária periódica; e (iii) revisão tarifária extraordinária. Para maiores informações sobre esses três mecanismos, veja a seção “O Setor de Energia Elétrica No Brasil - Reposicionamento Tarifário”, na página 154 deste Prospecto, e seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e Resultados Operacionais”- O Setor de Distribuição de Energia Elétrica - Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica”, na página 151 deste Prospecto.

A discricionariedade da ANEEL em alguns aspectos de rever nossas tarifas, bem como alterar os métodos utilizados nas revisões periódicas, gera substancial incerteza nas operações de seus negócios e pode resultar em tarifas de fornecimento de energia elétrica inferiores às pleiteadas pelas suas distribuidoras.

Não é possível assegurar que a ANEEL estabelecerá tarifas que permitam o repasse aos consumidores todos os aumentos de custo. Além disso, na medida em que quaisquer desses ajustes não forem concedidos pela ANEEL em tempo hábil, como ocorreu em 2001 e 2002 em virtude do racionamento, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

Em função da aquisição da ENERSUL em 11 de setembro de 2008, as demonstrações financeiras da Companhia possuem comparabilidade limitada.

Contratações incorretas na compra de energia elétrica podem afetar negativamente as operações da Companhia. Caso a Companhia compre energia além do necessário, estará sujeita a penalidades pela ANEEL e ainda obrigada a adquirir energia no mercado de curto prazo, cujo preço pode ser mais elevado que a tarifa média de compra regulada das distribuidoras, para atender a demanda dos consumidores. Caso a Companhia compre energia além do necessário, ela poderá não conseguir repassar integralmente às suas tarifas os custos advindos dessas contratações incorretas, se exceder em mais de 3% sua contratação de energia em relação ao mercado consumidor da Companhia.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que as distribuidoras de energia devam contratar antecipadamente, por meio de leilões públicos suas necessidades de energia previstas para os cinco anos seguintes.

Adicionalmente, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico restringe a capacidade da Companhia de repassar aos seus consumidores o custo das compras de energia caso seus custos ultrapassem o Valor Anual de Referência estabelecido pela ANEEL. Este valor é baseado no preço médio ponderado pago por todas as empresas de distribuição nos leilões públicos de energia gerada por novas empresas, e a ser entregue três a cinco anos contados da data do leilão, e será aplicado somente durante os três primeiros anos após o início da entrega da energia comprada. Após o terceiro ano, o repasse da compra de energia nos leilões será integral.

O MCSD, que determina a cessão de montantes contratuais de energia entre distribuidoras sobre e subcontratadas, obriga as distribuidoras sobrecontratadas a cederem energia em excesso para as distribuidoras subcontratadas, as quais

deverão aceitar essa energia nas mesmas condições originais dos contratos. Além disso, os contratos de “energia velha” prevêem a opção de descontratação anual de até 4% do volume contratado durante os primeiros quatro anos de vigência desses contratos, a critério exclusivo da distribuidora, sendo possível também reduzir contratos de energia velha para os geradores, pela saída de consumidores livres.

Se, após a implementação anual do MCSD e da potencial opção de descontratação de até 4% do volume contratado dos contratos de “energia velha”, a distribuidora contratar mais de 103% ou menos de 100% da energia necessária para atendimento ao seu mercado consumidor, a mesma não poderá repassar integralmente os custos da compra de energia para os consumidores, no caso de sobrecontratação, e sofrerá penalidades, no caso de subcontratação. A Companhia não pode assegurar com precisão que em todo o período, o volume contratado anualmente nos contratos de compra de energia estarão na faixa de 100% a 103% da sua demanda de eletricidade efetivamente realizada.

Tendo em vista os inúmeros fatores que afetam a demanda de energia contratada para os próximos cinco anos, incluindo crescimento econômico e populacional, além do eventual risco de racionamento, não é possível assegurar que a demanda de sua energia contratada será precisa. Para tanto, a Companhia trabalha com a elaboração de cenários sócio-econômicos, que contemplem a maior parte das incertezas no comportamento futuro de nossa demanda de energia contratada. A Companhia conta também com consultorias especializadas, com reconhecimento e competência nacionais, que lhe fornece informações constantemente atualizadas das diversas variáveis sócio-econômicas que afetam o comportamento do seu mercado. No entanto, podem ocorrer alterações nas premissas utilizadas para elaboração destes cenários, acarretando desvios entre os valores projetados e os realizados. Como consequência, se houver variações significativas entre as necessidades de energia da Companhia e o volume de suas compras de energia, e caso não possam ser acionados os mecanismos de ajuste para cobertura das necessidades de energia (tais como devolução de contrato de energia no caso de saída de consumidor livre, mecanismo de compensação de sobras e déficits ou aquisição de energia proveniente do leilão de ajustes), os resultados de suas operações poderão ser adversamente afetados.

A Companhia está sujeita a uma extensa legislação e regulamentação governamental relacionadas às suas atividades de distribuição e geração, e, não pode prever com exatidão que efeitos as alterações das normas do setor teriam sobre seus negócios e resultados operacionais.

As operações de distribuição e geração de energia da Companhia são amplamente reguladas pela ANEEL e pelo MME. Em 2004, o Governo Federal implantou novas políticas de profundos efeitos sobre o setor de energia brasileiro. Em 15 de março de 2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes na comercialização de energia e implementou o novo modelo do setor elétrico no Brasil, dentre as quais (i) a criação do ACR para a compra e venda de energia elétrica, em que as distribuidoras devem contratar energia de acordo com um esquema regulatório pré-estabelecido, sempre através de leilões públicos e regulados, visando atender a totalidade de sua demanda para os próximos cinco anos; (ii) a proibição para as distribuidoras de energia realizarem quaisquer atividades que não a de distribuição, incluindo geração e transmissão de energia elétrica, exceto se autorizadas por lei ou pelos contratos de concessão; (iii) a proibição de compra de energia elétrica de partes relacionadas por distribuidoras, exceto se existir um contrato bilateral previamente aprovado pela ANEEL, ou assinado no contexto do ACR; e (iv) a proibição da venda de energia elétrica por preços não regulados, por distribuidoras, exceto para as vendas realizadas nas áreas de concessão das distribuidoras nas mesmas condições aplicáveis aos consumidores cativos.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal, por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o Supremo Tribunal Federal indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, por 7 votos a 4, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal. O mérito das ações diretas de inconstitucionalidade ainda não foi julgado, sendo que, em 6 de janeiro de 2009, a Procuradoria Geral da República deu parecer favorável pela improcedência do pedido. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados.

A ANEEL, nos termos da legislação aplicável, regula o setor elétrico e todas as atividades relacionadas ao serviço público de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

As resoluções normativas emitidas pela ANEEL podem afetar diversos fatores das atividades da Companhia, como suas tarifas, indicadores de qualidade e penalidades. Por exemplo, recentemente a ANEEL sinalizou a

criação de um índice de qualidade adicional, relacionado à satisfação do consumidor, de acordo com o qual as distribuidoras terão que cumprir metas mínimas pré-estabelecidas, sob risco de imposição de penalidades.

O efeito de futuras resoluções da ANEEL e/ou futuras reformas no setor da energia são difíceis de prever, podendo ter impacto adverso sobre nossos negócios, resultado operacional e capacidade de acesso aos mercados financeiros.

A Companhia está exposta a riscos decorrentes de aumentos nas taxas de inflação, de juros e flutuações na taxa de câmbio.

Em 30 de setembro de 2009, 71,2%, ou R\$3.403,2 milhões, do endividamento total da Companhia (incluindo os juros vencidos) estavam denominados em reais e remunerados às taxas de mercado financeiro brasileiro, a taxas de inflação ou a taxas de juros flutuantes. Nesta mesma data, 28,8%, ou R\$1.377,6 milhões, do endividamento total da Companhia (incluindo os juros vencidos) estavam denominados em moeda estrangeira e remunerados a taxas de mercado internacionais ou a taxas de juros flutuantes. Ademais, em 30 de setembro de 2009, R\$203,8 milhões, ou 5,5% das despesas e custos operacionais da Companhia estavam atreladas à variação da moeda estrangeira, primordialmente relacionadas a aquisição de energia de Itaipu. Em 30 de setembro de 2009, 37,7% da exposição da Companhia a flutuações da variação cambial e taxa de juros estava protegida por *hedge*, e um aumento nas taxas de juros brasileiras ou internacionais ou uma valorização do dólar em relação ao real, acarretará um aumento das despesas financeiras e operacionais da Companhia e, consequentemente, a sua situação financeira e os seus resultados operacionais poderão ser afetados adversamente.

O impacto de uma escassez de energia e consequente racionamento de energia, como o que ocorreu em 2001 e 2002, poderá causar um efeito adverso significativo sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

A energia hidrelétrica é a principal fonte de energia no Brasil, representando cerca de 73,8% da capacidade instalada de geração em 31 de dezembro de 2008. A capacidade de operação das usinas hidrelétricas depende do nível de armazenamento de água em seus reservatórios e, consequentemente, dos índices pluviométricos. Os níveis pluviométricos abaixo da média verificados no verão de 2001, associado a atrasos de obras de expansão da oferta de energia no país, resultaram em baixos níveis dos reservatórios e na baixa capacidade hidrelétrica nas Regiões Sudeste, Centro-oeste e Nordeste do Brasil. As tentativas de compensar a dependência em usinas hidrelétricas com usinas térmicas movidas a gás foram adiadas devido a problemas regulatórios e outros. Em resposta à escassez de energia, o governo criou, em 15 de maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGCE, para coordenar e administrar um programa de redução do consumo de energia, e assim evitar a interrupção do fornecimento. Esse programa, conhecido por racionamento, estabeleceu limites de consumo de energia para consumidores industriais, comerciais e residenciais, limites esses que variavam de 15% a 25% de redução do consumo de energia. O programa foi aplicado de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Em consequência do racionamento, o consumo de energia em nossas áreas de concessão foi reduzido, o que afetou negativamente as operações da Companhia.

Se houver outra situação de escassez generalizada de energia, o Governo Federal poderá implementar políticas que podem incluir o racionamento do consumo de energia e alterações nos ajustes tarifários, o que poderá causar um efeito adverso significativo sobre a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Ademais, a Companhia não pode assegurar que, na hipótese de novas situações de escassez de energia ou de racionamento, a ANEEL permitirá o repasse, parcial ou integral, às suas tarifas de eventuais perdas que venha a sofrer.

No entanto, o Operador Nacional do Sistema – ONS tem publicado estudos que garantem riscos muito baixos de ocorrência de novos racionamentos no horizonte pelo menos até 2013.

Ademais, interrupções abruptas ou distúrbios oriundos dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, como o ocorrido em 10 de novembro de 2009, acarretam a paralisação do fornecimento dos serviços prestados pela Companhia e, consequentemente, a geração da receita derivada desta prestação de serviço no período da paralisação. Caso uma nova interrupção venha a ocorrer, as receitas da Companhia poderão sofrer uma diminuição no curto prazo.

As operações, instalações e equipamentos da Companhia, estão sujeitos a ampla regulamentação de segurança do trabalho, ambiental e de saúde que podem se tornar mais rigorosas no futuro e resultar em maiores responsabilidades e investimentos de capital.

As atividades de distribuição e geração da Companhia estão sujeitas a uma abrangente legislação ambiental no âmbito federal, estadual e municipal, bem como a fiscalização por agências governamentais responsáveis pela implementação de leis e políticas de saúde, ambientais e de segurança do trabalho. As disposições destas legislações incluem, entre outras, a obrigação de cumprir com padrões ambientais, obtenção de licenças ambientais para a construção de novas instalações ou a instalação de novos equipamentos necessários a nossas operações. As regras são complexas e podem mudar com o tempo, dificultando ou até mesmo impossibilitando a capacidade da Companhia de cumprir as exigências aplicáveis, o que impediria as operações atuais ou futuras de geração e distribuição. Pessoas físicas, organizações não governamentais e o público em geral tem o direito de comentar e, de outra forma, acompanhar o processo de licenciamento, podendo inclusive propor medidas judiciais para suspendê-lo ou cancelá-lo, ou incitar as autoridades públicas para que o façam.

Independentemente do dever de reparar ou indenizar eventuais danos causados, o descumprimento dessas obrigações pode acarretar, entre outras consequências, a aplicação de sanções de natureza criminal contra a Companhia e seus administradores, além de penalidades administrativas tais como o pagamento de multas, a revogação de licenças ou a paralisação das obras.

A Companhia é objetivamente responsável por quaisquer danos resultantes da prestação inadequada de serviços de geração ou distribuição de energia e as coberturas de seguro por ela contratadas podem não ser suficientes para ressarcir esses danos integralmente.

De acordo com a lei brasileira, a Companhia é objetivamente responsável por danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição ou geração de eletricidade, prestados por suas subsidiárias, como interrupções abruptas ou distúrbios oriundos dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, como o ocorrido em 10 de novembro de 2009. As distribuidoras e geradoras da Companhia poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios em seus respectivos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do ONS. As responsabilidades oriundas dessas interrupções ou distúrbios que não são cobertas por apólices de seguro da Companhia ou que excedam os limites de cobertura podem resultar em custos adicionais significativos e prejudicar os resultados operacionais da Companhia.

A cobertura de seguro da Companhia pode não ser suficiente para cobrir eventuais perdas.

As apólices de seguro podem não ser suficientes para cobrir totalmente todas as responsabilidades em que a Companhia possa incorrer no curso habitual dos seus negócios. Adicionalmente, a Companhia não contrata seguro de interrupção de fornecimento de energia. Além disso, pode ser que a Companhia não seja capaz de obter, no futuro, seguro ou, se obtiver, pelos mesmos termos que os atuais. Os resultados das suas operações podem ser prejudicados pela ocorrência de acidentes que resultem em danos em relação aos quais não esteja totalmente coberta nos termos das suas apólices de seguro em vigor.

O projeto de reforma das agências reguladoras em tramitação no Congresso Nacional pode afetar a competência da ANEEL, o que poderá afetar a Companhia adversamente.

Há projeto de lei em tramitação no Congresso Nacional que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das agências reguladoras. Esse projeto de lei visa alterar a estrutura de tais agências, mediante, dentre outros pontos, a criação (i) de contratos de gestão, que deverão ser firmados entre as agências e os Ministérios a que estiverem vinculadas, e (ii) de ouvidoria nas agências, com o objetivo de zelar pela qualidade dos serviços prestados e acompanhar o processo interno de apuração das denúncias e reclamações dos usuários, seja contra a atuação da agência, seja contra entes regulados, sendo que o ouvidor, responsável pela respectiva ouvidoria, será indicado pelo Presidente da República. Caso a mencionada lei entre em vigor, as medidas dela decorrentes poderão reduzir as atribuições da ANEEL, passando o Poder Concedente, por outro lado, sobretudo o MME – ao qual a ANEEL é vinculada –, a ter maior atuação e influência no setor elétrico brasileiro. Não há como garantir que as alterações a serem aprovadas não afetarão negativamente as empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica.

Modificações nas práticas contábeis adotadas no Brasil em função de sua convergência às práticas contábeis internacionais (IFRS) podem afetar adversamente os resultados da Companhia.

Em 28 de dezembro de 2007, foi aprovada a Lei nº 11.638/07, complementada pela Lei nº 11.941/09 (conversão, em lei, da Medida Provisória nº 449/08), que alterou, revogou e introduziu novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações, notadamente em relação ao capítulo XV, sobre matérias contábeis, em vigência desde 1º

de janeiro de 2008. Essa Lei tem, principalmente, o objetivo de atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das Práticas Contábeis Adotadas no Brasil com aquelas constantes no IFRS e permitir que novas normas e procedimentos contábeis, emitidos por entidade que tenha por objeto o estudo e a divulgação de princípios, normas e padrões de contabilidade e de auditoria, sejam adotadas, no todo ou em parte, pela CVM. Parte desta regulamentação ou legislação já foi aprovada. As mudanças que entraram em vigor em 2008 foram refletidas nos exercícios de 2007 e 2008 nas demonstrações financeiras da Companhia e estão descritas na nota explicativa nº 3 de suas demonstrações financeiras auditadas e revisadas.

Riscos Relacionados à Emissão e às Debêntures

A ausência de liquidez para as Debêntures pode afetar a capacidade dos Debenturistas em vender as Debêntures no futuro e pode afetar o preço que receberiam se tal venda ocorresse.

O mercado secundário existente no Brasil para negociação de debêntures apresenta baixa liquidez, e não há nenhuma garantia de que existirá no futuro um mercado de negociação das Debêntures que permita aos Debenturistas sua alienação. A Companhia não pode garantir o desenvolvimento ou liquidez de qualquer mercado para as Debêntures. A liquidez e o mercado para as Debêntures também podem ser negativamente afetados por uma queda geral no mercado de debêntures. Tal queda pode ter um efeito adverso sobre a liquidez e mercados das debêntures, independentemente das perspectivas de desempenho financeiro da Companhia.

A validade da estipulação da Taxa DI, divulgada pela CETIP, pode vir a ser questionada judicialmente.

A Súmula nº 176 editada pelo Superior Tribunal de Justiça enuncia que é nula a cláusula que sujeita o devedor ao pagamento de juros de acordo com a taxa divulgada pela ANDIMA/CETIP. De acordo com os acórdãos que deram origem a esta Súmula, a ANDIMA e a CETIP são entidades de direito privado, destinadas à defesa dos interesses de instituições financeiras. Apesar de não vincular as decisões do Poder Judiciário, existe a possibilidade de, numa eventual disputa judicial, a referida Súmula ser aplicada pelo Poder Judiciário para considerar que a Taxa DI não é válida como fator de remuneração das Debêntures. Nesse caso, um novo índice deverá ser determinado pelo Poder Judiciário, podendo representar remuneração inferior à Taxa DI prejudicando a rentabilidade das Debêntures.

Eventual rebaixamento na classificação de risco da Emissão poderá acarretar redução de liquidez das Debêntures para negociação no mercado secundário.

Para se realizar uma classificação de risco (*rating*), certos fatores relativos à Companhia são levados em consideração, tais como sua condição financeira, administração e desempenho. São analisadas, também, características da Emissão e das Debêntures, assim como as obrigações assumidas pela Companhia e os fatores político-econômicos que podem afetar a condição financeira da Companhia. Dessa forma, as avaliações representam uma opinião quanto às condições da Companhia de honrar seus compromissos financeiros, tais como pagamento do principal e juros no prazo estipulado. Um eventual rebaixamento em classificações de risco obtidas com relação à Emissão durante a vigência das Debêntures poderá afetar negativamente o preço desses valores mobiliários e sua negociação no mercado secundário.

Adicionalmente, alguns dos principais investidores que adquirem valores mobiliários por meio de ofertas públicas no Brasil (tais como entidades de previdência complementar) estão sujeitos a regulamentações específicas que condicionam seus investimentos em valores mobiliários a determinadas classificações de risco. Assim, o rebaixamento de classificações de risco obtidas com relação às Debêntures pode obrigar esses investidores a alienar suas Debêntures no mercado secundário, podendo vir a afetar negativamente o preço dessas Debêntures e sua negociação no mercado secundário.

As obrigações da Companhia, constantes da Escritura, estão sujeitas a hipóteses de vencimento antecipado.

A Escritura estabelece hipóteses que ensejam o vencimento antecipado (automático ou não) das obrigações da Companhia com relação às Debêntures. Caso ocorra a declaração do vencimento antecipado das Debêntures, todas as obrigações objeto da respectiva Escritura deverão ser declaradas antecipadamente vencidas e deverá ocorrer o imediato pagamento do saldo do Valor Nominal Unitário pela Companhia, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis. Não há garantias de que a Companhia disporá de recursos suficientes em caixa para fazer face ao pagamento das Debêntures da presente Emissão na hipótese de ocorrência de eventual vencimento

antecipado de suas obrigações, hipótese em que a Companhia poderá sofrer um impacto negativo relevante nos seus resultados e operações.

As Debêntures são garantidas por fiança da EEVP e da Denerge.

As Debêntures são garantidas por fiança constituída pela EEVP e da Denerge, controladoras da Companhia. A cobrança de valores devidos pelas fiadoras em função da constituição da fiança nas Debêntures poderá ser afetada pela eventual falta de capacidade econômica e financeira das fiadoras de honrar suas obrigações no momento em que, caso ocorra o inadimplemento das obrigações assumidas pela Companhia, os pagamentos devidos em função da fiança nas Debêntures se tornem exigíveis.

Subordinação das Debêntures às demais dívidas da Companhia.

A debênture quirografária consiste em uma espécie de obrigação cujo pagamento está subordinado ao pagamento de todas as obrigações com garantia real e/ou privilégio da Companhia em caso de falência ou procedimento similar. Assim, em caso de liquidação da Companhia, a liquidação dos créditos relativos às Debêntures pela Companhia estará subordinada à liquidação de todos os créditos com garantia real e/ou privilégio da Companhia, preferindo, apenas, (i) às dívidas subordinadas da Companhia e (ii) ao acionista da Companhia na realização do ativo remanescente, se houver.

As Debêntures poderão ser resgatadas antecipadamente pela Companhia, inclusive na hipótese de Oferta de Resgate Facultativo.

Em vista disso, os adquirentes das Debêntures poderão sofrer prejuízos financeiros em decorrência do eventual resgate antecipado das Debêntures, pois (i) não há qualquer garantia de que existirão, no momento do vencimento antecipado, outros ativos no mercado de risco e retorno semelhantes às Debêntures; e (ii) a atual legislação tributária referente ao imposto de renda determina alíquotas diferenciadas em decorrência do prazo de aplicação, o que poderá resultar na aplicação efetiva de uma alíquota superior à que seria aplicada caso as Debêntures fossem liquidadas apenas quando de seu vencimento programado. Adicionalmente, a Companhia deverá resgatar antecipadamente, e consequentemente, cancelar antecipadamente a totalidade das Debêntures, sem multa ou prêmio de qualquer natureza caso não haja acordo entre a Companhia e os Debenturistas na hipótese de aplicação de taxa substitutiva em virtude de ausência de divulgação, indisponibilidade temporária, extinção ou inaplicabilidade judicial da Taxa DI, também acarretando um aumento da carga tributária incidente em virtude da majoração de alíquotas em decorrência do encurtamento do prazo.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

A Companhia receberá recursos líquidos no montante aproximado de R\$366.641.822,00, após a dedução de comissões e despesas e não se levando em conta a eventual colocação de Debêntures Suplementares, sendo que (i) aproximadamente 87,3% dos recursos auferidos por meio da Emissão ou R\$320.000.000,00 serão utilizados para o pagamento da obrigação principal e acessória das 32 (trinta e duas) Notas Promissórias da Segunda Emissão, o que ocorrerá de forma simultânea ao recebimento dos recursos oriundos da Emissão; e (ii) aproximadamente 12,7% dos recursos auferidos com a Emissão ou R\$46.641.822,00 serão utilizados para composição do capital de giro da Companhia.

As Notas Promissórias da Segunda Emissão que serão quitadas simultaneamente ao recebimento dos recursos da Oferta têm valor nominal unitário de R\$10.000.000,00, prazo de 360 (trezentos e sessenta) dias a contar da data de sua emissão, sendo que tal emissão se deu em dois tranches, cujas datas de vencimento são 19 de junho de 2010 e 26 de junho de 2010 e cuja remuneração corresponde à variação acumulada de 120% (cento e vinte por cento) das taxas médias dos DIs – Depósitos Interfinanceiros de um dia, base 252 dias, calculada diariamente pela CETIP. As Notas Promissórias têm como garantia de EEVP e da Denerge. Os recursos que foram auferidos com a emissão das Notas Promissórias foram destinados para a recompra das Notas Perpétuas (“Perpetual Bonds”) emitidas pela Companhia em 28 de março de 2.007 e em 19 de setembro de 2.007, colocadas no mercado internacional (“Recompra”), bem como as despesas relacionadas à Recompra, sendo o eventual saldo remanescente destinado ao pagamento de demais dívidas da Emissora.

A destinação dos recursos auferidos por meio da Emissão não impactará nos resultados tampouco na situação patrimonial da Companhia, tendo em vista que os recursos serão alocados única e exclusivamente no resgate do total do valor principal e acessório das Notas Promissórias.

Ademais, 300.000 Debêntures, representativas de 81,1% do total da Emissão, contam com garantia firme de colocação por parte do Coordenador Líder.

Adicionalmente, a Companhia poderá efetuar emissão de outros valores mobiliários, e/ou a contratação de outras linhas de financiamento, de forma a garantir o resgate da totalidade do valor principal das Notas Promissórias, ou mesmo utilizar recursos próprios provenientes do caixa da Companhia para complementação de eventual saldo remanescente.

Veja as seções “Capitalização” e “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional – Fluxo de Caixa”, nas páginas 70 e 127, respectivamente, deste Prospecto, para maiores informações sobre o impacto na situação patrimonial da Companhia.

CAPACIDADE DE PAGAMENTO

Os administradores da Companhia, com base em análise de seus indicadores de desempenho e de sua geração operacional de caixa, entendem que a Companhia tem plenas condições para honrar suas obrigações de curto e médio prazo, incluindo as Debêntures, para detalhamento do endividamento, vide seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e do Resultado Operacional - Endividamento”, na página 136 deste Prospecto. A Companhia pretende pagar o montante principal da sua dívida de curto e longo prazo, inclusive as Debêntures, e os respectivos juros, com recursos provenientes da sua geração operacional de caixa.

Não obstante o entendimento da administração da Companhia, caso sejam necessários recursos à complementação de tal montante, estes serão obtidos por meio de empréstimos bancários ou outros financiamentos a serem avaliados e contratados pela Companhia, alienação de ativos, bem como por meio de outras distribuições públicas de valores mobiliários da Companhia.

As tabelas abaixo indicam, respectivamente, a análise da demonstração do fluxo de caixa nos três últimos exercícios sociais e nos períodos de nove meses findo em 30 de setembro de 2008 e 2009:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		Períodos de nove meses findo em		
	2006	2007	2008	30/9/2008	30/9/2009
	(Em milhões de R\$)				
Caixa Líquido Atividades Operacionais	(234,2)	152,0	(98,9)	104,9	259,5
Caixa Gerado nas Operações	651,9	1.032,0	915,0	571,2	677,0
Lucro do exercício	88,5	28,7	205,3	(224,2)	(55,6)
Provisão p/ crédito liq. duvidosa	18,5	(3,8)	(5,1)	8,1	(4,0)
Depreciação e amortização	287,6	323,8	341,2	251,6	295,8
Encargos de div. Jur. e Var. mon. cambial	412,3	421,8	1.115,6	584,6	114,1
Resultado de participações societárias	(174,0)	23,5	20,1	13,4	(17,9)
Provisão p/a contingências - líquidas	(10,3)	(1,6)	(1,1)	-	-
Baixa do imobilizado	109,3	157,1	48,6	18,9	18,3
Trib. s/ realiz. reserva reavaliação	(58,6)	(56,8)	(65,8)	(54,6)	(59,8)
Ganho na alienação bens at. permanente	(133,4)	(3,0)	(1,7)	-	-
Ativo / (passivo) regulatório	(56,8)	(41,2)	(145,2)	(73,7)	(134,7)
Créditos tributários diferidos	31,8	15,8	(164,5)	(13,4)	8,0
Redução encargos - parcelamentos Lei 11.941	-	-	-	-	(248,5)
Participações minoritários no resultado	124,0	153,7	75,4	46,4	124,3
Ajustes lei 11.638/07	-	-	(501,6)	-	540,2
Outras	12,9	14,0	(6,2)	14,0	96,9
Variações nos Ativos e Passivos	(886,1)	(880,0)	(1.013,9)	(466,3)	(417,5)
Consumidores, conces. e permissionários	(75,1)	(58,9)	(177,0)	(89,2)	(124,6)
Estoques	(15,2)	10,4	15,0	(3,7)	13,2
Serviços em curso	(6,9)	(7,5)	(21,2)	(33,7)	(18,6)
Rendas a receber	-	11,3	(31,8)	(6,6)	(3,2)
Cauções e depósitos vinculados a litígio	(6,6)	(41,8)	32,1	19,7	(10,0)
Desp. pagas antec. e ativos regulatórios	92,1	148,4	75,2	120,3	92,5
Créditos comp. em recolhim. futuros	(22,6)	(21,8)	(64,8)	(150,9)	(146,5)
Outros créditos	35,0	(40,5)	38,1	(29,7)	(4,6)
Val. liq. inclusão exc. controladas	-	-	(247,5)	-	-
Devedores diversos	(26,2)	(12,7)	22,3	62,0	49,0
Variação na participação de controlada	(183,9)	(181,6)	(30,6)	-	-
Fornecedores	(143,3)	3,9	(10,7)	42,8	21,7
Pagamentos encargos emp. financiamentos	(274,1)	(419,9)	(408,2)	(281,9)	(413,6)
Consumidores	(1,1)	13,4	2,2	(1,3)	12,2
Folha de pagamento e prov. trabalhistas	(1,1)	1,7	3,5	0,3	(2,6)
Impostos contrib. sociais e parcelamento	(325,0)	(161,3)	(167,8)	(136,2)	149,4
Taxas regulamentares	1,3	(0,4)	(11,0)	-	-
Dividendos e Juros s/ capital próprio	18,6	99,7	8,0	-	-

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Períodos de nove meses findo em	
	(Em milhões de R\$)			30/9/2008	30/9/2009
	2006	2007	2008		
Outros credores	(55,9)	(118,1)	5,9	(37,2)	(84,3)
Outras obrigações	103,9	(104,4)	(45,5)	86,9	73,4
Outros	-	-	-	(27,9)	(21,0)
Caixa Líquido Atividades de Investimento	(147,9)	(919,3)	(940,5)	(746,4)	(528,9)
Alienação de bens do ativo permanente	502,7	12,2	54,1	52,1	1,7
Em investimento	(78,5)	(21,9)	(124,4)	(58,2)	-
No imobilizado	(844,4)	(1.261,8)	(1.482,8)	(740,3)	(530,7)
Acréscimo de obrigações especiais	278,8	355,6	423,8	-	-
Deságio na aquisição participações	-	-	188,9	-	-
Outras	(6,5)	(3,4)	-	-	-
Caixa Líquido Atividades Financiamento	621,9	879,1	822,9	614,7	257,9
Aumento de capital	-	61,3	115,2	-	-
Empréstimos com partes relacionadas- liq	(308,1)	(29,0)	(37,9)	(25,9)	(46,5)
Novos empréstimos e financiamentos	1.672,5	2.542,5	1.738,3	1.061,9	1.491,9
Pagamentos de emp. financ. - principal	(1.186,2)	(1.565,9)	(655,1)	(421,3)	(1.175,0)
Pagamento de debêntures - principal	-	(129,8)	(337,5)	-	-
Assunção de dívidas princ. e encargos	504,5	-	-	-	-
Pagto / recebimento de dividendos e JCP	-	-	-	-	(12,4)
Cessão de créditos	(60,9)	-	-	-	-
Aumento(Redução) de Caixa e Equivalentes	239,7	111,8	(216,4)	(26,7)	(11,5)
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	260,8	500,5	612,3	612,3	396,0
Saldo Final de Caixa e Equivalentes	500,5	612,3	396,0	585,6	384,4

Para descrição detalhada dos números do Demonstrativo de Fluxo de Caixa, vide seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e do Resultado Operacional”, na página 85 deste Prospecto.

Capacidade de Pagamento de Compromissos Financeiros

A Companhia acredita possuir capacidade de pagamento de seus compromissos financeiros, principalmente a partir de recursos gerados por suas atividades operacionais. O EBITDA consolidado da Companhia, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 foi de R\$1.068,8 milhões e o serviço de dívida da Companhia, considerando-se pagamento de juros e comissões, no mesmo período foi de R\$1.063,3 milhões. Dessa forma, o EBITDA consolidado da Companhia de 2008 apresentou índice de cobertura de 1,0 vezes o serviço da dívida no exercício. A cobertura de dívida de 2007 foi influenciada pela captação de US\$ 575,0 milhões pela emissão dos Bônus Perpétuos a qual foi utilizada para pagamento de dívidas com juros superiores e prazos inferiores, ou seja, houve troca significativa de dívida no período.

Nos nove primeiros meses de 2009, o EBITDA consolidado da Companhia foi de R\$853,5 milhões e o serviço da dívida da Companhia, considerando-se pagamento de juros e comissões, foi de R\$493,4 milhões. Dessa forma, o EBITDA consolidado da Companhia apresentou índice de cobertura de 0,5 vezes o serviço da dívida no período.

Para mais informações sobre os compromissos financeiros da Companhia, incluindo derivativos, bem como o nível de endividamento, veja a seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e do Resultado Operacional”, nas subseções “Instrumentos Financeiros”, “Endividamento” e “Risco Cambial”, nas páginas 97, 134 e 140.

CAPITALIZAÇÃO

A tabela abaixo apresenta as disponibilidades e o endividamento de longo prazo da Companhia, em bases efetivas, a partir das demonstrações financeiras auditadas e revisadas, conforme o caso preparadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e/ou instruções da CVM e conforme ajustado para refletir o recebimento de recursos líquidos de aproximadamente R\$366.641.822,00 provenientes da emissão de 370.000 Debêntures no âmbito da Emissão, após deduzidas as comissões e as despesas estimadas da Emissão a serem pagas pela Companhia.

A tabela abaixo tem caráter simplesmente ilustrativo. O investidor deve ler esta tabela em conjunto com as seções “Sumário das Informações Financeiras e Operacionais Consolidadas” e “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais”, nas páginas 22 e 83, respectivamente, e as demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas.

	Em 30 de setembro de 2009	
	Efetivo	Ajustado ⁽¹⁾
	<i>(em milhões de Reais)</i>	
Endividamento de curto prazo	1.388,0	1.018,00
Endividamento de longo prazo	3.392,8	3.762,80
Patrimônio Líquido	1.078,7	1.078,7
Capital social	714,6	714,6
Reservas de capital	4,5	4,5
Reserva de Reavaliação	493,1	493,1
Lucros/Prejuízos acumulados	133,4	133,4
Capitalização Total ⁽²⁾	5.859,5	5.859,5

⁽¹⁾ Ajustado para refletir a distribuição das Debêntures, as quais serão vendidas pelo Valor Nominal Unitário de R\$1.000,00 na Data da Emissão.

⁽²⁾ Capitalização total corresponde à soma dos endividamentos e o total do patrimônio líquido.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OPERACIONAIS SELECIONADAS

A Companhia apresenta a seguir um resumo dos seus dados financeiros e operacionais para cada um dos períodos indicados. As informações financeiras consolidadas selecionadas apresentadas abaixo devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e respectivas notas explicativas anexas a este Prospecto e as informações fornecidas na Seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais”.

As informações financeiras relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006, foram extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, auditadas pela BDO, incluídas no presente Prospecto. As informações financeiras, relativas aos períodos encerrados em 30 de setembro de 2009 e 2008, foram extraídas das informações trimestrais consolidadas da Companhia, objeto de revisão especial pela BDO, incluídas neste Prospecto, as quais, de acordo com a administração da Companhia, refletem a correta apresentação de seu resultado nesses períodos. Os resultados do período encerrado em 30 de setembro de 2009 não são necessariamente indicativos dos resultados esperados para o exercício inteiro a encerrar-se em 31 de dezembro de 2009, ou qualquer outro período trimestral.

Alguns dos percentuais e outros valores incluídos neste Prospecto foram arredondados para facilitar a apresentação. Portanto, alguns totais constantes das tabelas aqui apresentadas podem não representar uma soma exata dos valores que os precedem.

Informações das Demonstrações de Resultado

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de							
	(Em R\$ milhões, exceto percentuais)							
	2006	Análise	2007	Análise	2008	Análise	Análise	
		Vertical (%)		Vertical (%)		Vertical (%)	Horizontal (%)	Horizontal (%)
							07/06	08/07
RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
Fornecimento de energia elétrica	4.614,4	159,1%	4.974,9	150,7%	5.798,3	145,1%	7,8%	16,6%
Suprimento de energia elétrica	100,3	3,5%	114,0	3,5%	201,8	5,1%	13,7%	77,0%
Outras receitas	60,4	2,1%	90,8	2,8%	75,0	1,9%	50,3%	-17,3%
Total da receita bruta	4.775,1	164,6%	5.179,7	157,0%	6.075,1	152,0%	8,5%	17,3%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
ICMS	-991,3	-34,2%	-1.063,3	-32,2%	-1.195,1	-29,9%	7,3%	12,4%
PIS/COFINS	-528,4	-18,2%	-542,0	-16,4%	-588,0	-14,7%	2,6%	8,5%
Quota para a reserva global de reversão - RGR	-36,9	-1,3%	-37,7	-1,1%	-50,0	-1,3%	2,1%	32,7%
Quota CCC / CDE	-271,5	-9,4%	-200,2	-6,1%	-217,4	-5,4%	-26,3%	8,6%
Outras	-46,1	-1,6%	-36,3	-1,1%	-28,9	-0,7%	-21,3%	-20,3%
Total das deduções	-1.874,2	-64,6%	-1.879,5	-57,0%	-2.079,4	-52,0%	0,3%	10,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.900,9	100,0%	3.300,2	100,0%	3.995,8	100,0%	13,8%	21,1%
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA								
Energia elétrica comprada para revenda	-899,9	-31,0%	-1.283,5	-38,9%	-1.733,8	-43,4%	42,6%	35,1%
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	-216,4	-7,5%	-159,4	-4,8%	-222,9	-5,6%	-26,3%	39,8%
Total do custo do serviço de energia elétrica	-1.116,3	-38,5%	-1.442,9	-43,7%	-1.956,8	-49,0%	29,3%	35,6%
CUSTO DE OPERAÇÃO								
Pessoal	-110,8	-3,8%	-138,2	-4,2%	-178,6	-4,5%	24,8%	29,2%
Material	-27,2	-0,9%	-31,3	-0,9%	-35,4	-0,9%	15,2%	13,2%
Matéria-prima e insumos para produção de energia	-231,6	-8,0%	-240,0	-7,3%	-268,1	-6,7%	3,6%	11,7%
Serviços de terceiros	-169,5	-5,8%	-207,9	-6,3%	-298,2	-7,5%	22,7%	43,5%
Depreciação e amortização	-275,8	-9,5%	-307,8	-9,3%	-324,0	-8,1%	11,6%	5,3%
Arrendamento e aluguéis	-92,1	-3,2%	-19,0	-0,6%	-12,2	-0,3%	-79,4%	-35,8%
Subvenção – CCC	251,5	8,7%	255,9	7,8%	274,7	6,9%	1,8%	7,4%

Outras despesas	-17,0	-0,6%	-31,5	-1,0%	-33,7	-0,8%	85,3%	6,9%
Total dos custos de operação	-672,4	-23,2%	-719,8	-21,8%	-875,5	-21,9%	7,0%	21,6%
Custo do serviço prestado a terceiros	-10,1	-0,3%	-10,3	-0,3%	-3,7	-0,1%	2,0%	-64,1%
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	1.102,0	38,0%	1.127,2	34,2%	1.159,8	29,0%	2,3%	2,9%
DESPESAS OPERACIONAIS								
Despesas com vendas	-145,1	-5,0%	-162,6	-4,9%	-144,2	-3,6%	12,0%	-11,3%
Despesas gerais e administrativas	-321,9	-11,1%	-237,1	-7,2%	-269,7	-6,7%	-26,3%	13,7%
Outras despesas operacionais	-17,2	-0,6%	-25,2	-0,8%	-18,2	-0,5%	46,8%	-27,7%
Total das despesas operacionais	-484,2	-16,7%	-424,9	-12,9%	-432,1	-10,8%	-12,2%	1,7%
RESULTADO DO SERVIÇO	617,8	21,3%	702,3	21,3%	727,7	18,2%	13,7%	3,6%
Resultado de participações societárias	174,0	6,0%	-23,5	-0,7%	-20,1	-0,5%	-113,5%	-14,6%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas financeiras								
Renda de aplicações financeiras	53,1	1,8%	53,2	1,6%	50,1	1,3%	0,3%	-5,8%
Juros e acréscimos moratórios ativos	186,4	6,4%	144,3	4,4%	216,2	5,4%	-22,6%	49,8%
Variação monetária e cambial ativa	33,9	1,2%	207,5	6,3%	24,8	0,6%	512,1%	-88,0%
Marcação a mercado - Lei 11.638/07	0,0	0,0%	0,0	0,0%	772,4	19,3%		
Outras	23,1	0,8%	38,8	1,2%	139,4	3,5%	67,9%	259,3%
Total das receitas financeiras	296,5	10,2%	443,8	13,4%	1.202,9	30,1%	49,7%	171,0%
Despesas financeiras								
Encargos de dívidas	-332,0	-11,4%	-377,0	-11,4%	-462,9	-11,6%	13,5%	22,8%
Variação monetária e cambial passiva	-33,1	-1,1%	-45,1	-1,4%	-627,2	-15,7%	36,3%	1290,7%
Juros e multas	-346,5	-11,9%	-198,1	-6,0%	-157,4	-3,9%	-42,8%	-20,6%
Juros sobre o capital próprio	-10,4	-0,4%	-39,2	-1,2%	-1,5	0,0%	276,9%	-96,2%
Outras	-66,1	-2,3%	-160,7	-4,9%	-140,0	-3,5%	143,3%	-12,9%
Total das despesas financeiras	-788,1	-27,2%	-820,1	-24,9%	-1.389,0	-34,8%	4,1%	69,4%
Resultado financeiro	-491,6	-16,9%	-376,3	-11,4%	-186,0	-4,7%	-23,5%	-50,6%
RESULTADO OPERACIONAL	300,1	10,3%	302,5	9,2%	521,6	13,1%	0,8%	72,4%
OUTROS RESULTADOS								
Receitas	146,2	5,0%	11,3	0,3%	15,3	0,4%	-92,3%	35,3%
Despesas	-49,1	-1,7%	-36,8	-1,1%	-77,9	-2,0%	-25,1%	111,8%
Total dos Outros Resultados	97,1	3,3%	-25,5	-0,8%	-62,6	-1,6%	-126,3%	145,7%
PREJUÍZO/LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	397,2	13,7%	277,0	8,4%	458,9	11,5%	-30,3%	65,7%
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL								
Corrente	-220,4	-7,6%	-158,7	-4,8%	-131,0	-3,3%	-28,0%	-17,5%
Diferido	30,7	1,1%	36,3	1,1%	-41,7	-1,0%	18,4%	-214,8%
Total do IRPJ e CSSL	-189,8	-6,5%	-122,5	-3,7%	-172,6	-4,3%	-35,5%	41,0%
PREJUÍZO/LUCRO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES E DA REVERSÃO DO JCP	207,5	7,2%	154,5	4,7%	286,3	7,2%	-25,5%	85,2%
Participações dos administradores	-1,2	0,0%	-4,7	-0,1%	-2,1	-0,1%	291,7%	-55,3%
Participações de partes beneficiárias	-4,1	-0,1%	-6,6	-0,2%	-5,0	-0,1%	61,0%	-24,2%

PREJUÍZO/LUCRO ANTES DA REVERSÃO DO JCP E DA PARTICIPAÇÃO DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	202,2	7,0%	143,3	4,3%	279,2	7,0%	-29,1%	94,8%
Reversão dos juros sobre o capital próprio	10,4	0,4%	39,2	1,2%	1,5	0,0%	276,9%	-96,2%
PREJUÍZO/LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	212,5	7,3%	182,4	5,5%	280,7	7,0%	-14,1%	53,8%
Participação dos Acionistas Não Controladores	-124,0	-4,3%	-153,7	-4,7%	-75,4	-1,9%	23,9%	-50,9%
PREJUÍZO/LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	88,5	3,1%	28,7	0,9%	205,3	5,1%	-67,5%	612,7%
Lucro líquido por lote de mil ações - R\$	311,4	10,7%	94,1	2,9%	637,6	16,0%	-69,8%	577,8%

Período encerrado em 30 de setembro
(Em R\$ milhões)

	2008	Análise Vertical (%)	2009	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal (%)
					09/08
RECEITA OPERACIONAL BRUTA					
Fornecimento de energia elétrica	3.968,7	146,7%	5.348,0	142,6%	34,8%
Suprimento de energia elétrica	142,1	5,3%	199,5	5,3%	40,4%
Outras receitas	55,3	2,0%	58,4	1,6%	5,6%
Total da receita bruta	4.166,1	154,0%	5.605,9	149,4%	34,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA					
ICMS	-830,1	-30,7%	-1.054,1	-28,1%	27,0%
PIS/COFINS	-422,9	-15,6%	-518,3	-13,8%	22,6%
Quota para a reserva global de reversão - RGR	-34,3	-1,3%	-48,4	-1,3%	41,1%
Quota CCC / CDE	-144,2	-5,3%	-196,2	-5,2%	36,1%
Outras	-28,5	-1,1%	-37,5	-1,0%	31,6%
Total das deduções	-1.460,1	-54,0%	-1.854,5	-49,4%	27,0%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.706,0	100,0%	3.751,4	100,0%	38,6%
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA					
Energia elétrica comprada para revenda	-1.163,4	-43,0%	-1.794,6	-47,8%	54,3%
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	-166,1	-6,1%	-289,8	-7,7%	74,5%
Total do custo do serviço de energia elétrica	-1.329,5	-49,1%	-2.084,5	-55,6%	56,8%
CUSTO DE OPERAÇÃO					
Pessoal	-126,3	-4,7%	-165,1	-4,4%	30,7%
Material	-24,7	-0,9%	-27,6	-0,7%	11,7%
Matéria-prima e insumos para produção de energia	-203,9	-7,5%	-153,6	-4,1%	-24,7%
Serviços de terceiros	-203,2	-7,5%	-240,8	-6,4%	18,5%
Depreciação e amortização	-238,6	-8,8%	-261,0	-7,0%	9,4%
Arrendamento e alugueis	-9,9	-0,4%	-5,3	-0,1%	-46,5%
Subvenção – CCC	211,0	7,8%	157,1	4,2%	-25,5%
Outras despesas	-24,0	-0,9%	-31,2	-0,8%	30,0%
Total dos custos de operação	-619,6	-22,9%	-727,5	-19,4%	17,4%
Custo do serviço prestado a terceiros	-2,3	-0,1%	-1,9	-0,1%	-17,4%
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	754,7	27,9%	937,6	25,0%	24,2%
DESPESAS OPERACIONAIS					
Despesas com vendas	-115,9	-4,3%	-124,4	-3,3%	7,3%
Despesas gerais e administrativas	-183,8	-6,8%	-253,6	-6,8%	38,0%

Outras despesas operacionais	-19,8	-0,7%	-1,8	0,0%	-90,9%
Total das despesas operacionais	-319,5	-11,8%	-379,8	-10,1%	18,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	435,2	16,1%	557,8	14,9%	28,2%
Resultado de participações societárias	-16,4	-0,6%	0,0	0,0%	-100,0%
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas financeiras					
Renda de aplicações financeiras	37,9	1,4%	14,9	0,4%	-60,7%
Juros e acréscimos moratórios ativos	150,2	5,6%	150,0	4,0%	-0,1%
Variação monetária e cambial ativa	-6,7	-0,2%	551,1	14,7%	-8325,4%
Outras	39,3	1,5%	385,1	10,3%	879,9%
Total das receitas financeiras	220,6	8,2%	1.101,1	29,4%	398,9%
Despesas financeiras					
Encargos de dívidas	-315,4	-11,7%	-428,9	-11,4%	36,0%
Variação monetária e cambial passiva	-225,6	-8,3%	-42,0	-1,1%	-81,4%
Juros e multas	-107,1	-4,0%	-195,1	-5,2%	82,2%
Juros sobre o capital próprio	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Outras	-93,4	-3,5%	-923,6	-24,6%	888,9%
Total das despesas financeiras	-741,4	-27,4%	-1.589,6	-42,4%	114,4%
Resultado financeiro	-520,8	-19,2%	-488,5	-13,0%	-6,2%
RESULTADO OPERACIONAL	-102,0	-3,8%	69,2	1,8%	-167,9%
OUTROS RESULTADOS					
Receitas	10,7	0,4%	18,3	0,5%	71,0%
Despesas	-41,6	-1,5%	-47,8	-1,3%	14,9%
Total de outros resultados	-30,9	-1,1%	-29,4	-0,8%	-4,5%
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	-132,9	-4,9%	39,7	1,1%	129,9%
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Corrente	-104,5	-3,9%	-91,6	-2,4%	12,3%
Diferido	65,4	2,4%	125,6	3,3%	-92,0%
Total do IRPJ e CSLL	-39,0	-1,4%	34,0	0,9%	187,0%
LUCRO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES E DA REVERSÃO DO JCP	-172,0	-6,4%	73,7	2,0%	142,9%
Participações dos administradores	-5,9	-0,2%	-5,1	-0,1%	-13,6%
Participações de partes beneficiárias	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
LUCRO ANTES DA REVERSÃO DO JCP E DA PARTICIPAÇÃO DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	-177,9	-6,6%	68,7	1,8%	138,6%
Reversão dos juros sobre o capital próprio	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	-177,9	-6,6%	68,7	1,8%	138,6%
Participação acionistas não controladores	-46,4	-1,7%	-124,3	-3,3%	167,9%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	-224,2	-8,3%	-55,6	-1,5%	75,2%
Lucro líquido por lote de mil ações - R\$	-735,5	-27,2%	-172,7	-4,6%	-76,5%

Informações dos Balanços Patrimoniais

Exercício encerrado em 31 de dezembro de								
(Em R\$ milhões, exceto percentuais)								
	2006	Análise Vertical (%)	2007	Análise Vertical (%)	2008	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal (%)	
							07/06	08/07
ATIVO								
ATIVO CIRCULANTE								
Numerário disponível	86,5	1,0%	224,1	2,3%	129,5	1,1%	159,0%	-42,2%
Aplicações no mercado aberto	414,0	4,6%	388,3	3,9%	266,5	2,4%	-6,2%	-31,4%
Consumidores	797,3	8,9%	871,6	8,8%	1.283,6	11,3%	9,3%	47,3%
(-)Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-58,4	-0,7%	-66,6	-0,7%	-113,9	-1,0%	14,0%	71,0%
Tributos e contribuições sociais a compensar	147,6	1,6%	107,2	1,1%	165,1	1,5%	-27,4%	54,1%
Títulos a receber	36,6	0,4%	25,8	0,3%	39,9	0,4%	-29,5%	54,7%
Estoque	45,6	0,5%	35,2	0,4%	42,9	0,4%	-22,8%	21,9%
Serviços em curso	45,1	0,5%	50,1	0,5%	79,9	0,7%	11,1%	59,5%
Redução de receita - baixa renda	17,4	0,2%	41,0	0,4%	25,3	0,2%	135,9%	-38,4%
Aquisição de combustível - conta CCC	20,0	0,2%	75,9	0,8%	19,2	0,2%	279,6%	-74,7%
Ativos regulatórios	95,7	1,1%	78,3	0,8%	111,8	1,0%	-18,2%	42,7%
Outros	100,8	1,1%	103,1	1,0%	101,1	0,9%	2,3%	-1,9%
Total do ativo circulante	1.748,2	19,5%	1.934,0	19,5%	2.150,8	19,0%	10,6%	11,2%
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
ATIVO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO								
Realizável a longo prazo								
Consumidores	288,3	3,2%	316,8	3,2%	332,0	2,9%	9,9%	4,8%
Empresas relacionadas	215,7	2,4%	264,9	2,7%	316,7	2,8%	22,8%	19,5%
Cauções e depósitos vinculados	49,3	0,6%	61,4	0,6%	60,8	0,5%	24,5%	-1,0%
Depósitos judiciais	33,1	0,4%	49,3	0,5%	127,2	1,1%	48,9%	158,0%
Impostos e Contribuições Sociais Diferidos	579,0	6,5%	565,7	5,7%	1.049,0	9,3%	-2,3%	85,4%
Tributos e contribuições sociais a compensar	87,1	1,0%	182,7	1,8%	234,3	2,1%	109,8%	28,2%
Ativos regulatórios	112,4	1,3%	103,5	1,0%	200,1	1,8%	-8,0%	93,3%
Sub-rogação CCC	0,0	0,0%	225,7	2,3%	255,9	2,3%		13,4%
Títulos a receber	176,8	2,0%	169,0	1,7%	201,9	1,8%	-4,5%	19,5%
Outros	23,9	0,3%	86,2	0,9%	60,7	0,5%	261,0%	-29,6%
Total do realizável a longo prazo	1.565,7	17,5%	2.025,2	20,4%	2.838,5	25,0%	29,3%	40,2%
ATIVO PERMANENTE								
Investimentos	1.135,2	12,7%	766,6	7,7%	-176,1	-1,6%	-32,5%	-123,0%
Imobilizado - líquido	4.475,6	50,0%	5.153,4	52,0%	6.011,9	53,0%	15,1%	16,7%
Intangível - líquido	28,7	0,3%	36,2	0,4%	503,3	4,4%	26,1%	1290,3%
Diferido - líquido	5,1	0,1%	3,5	0,0%	5,8	0,1%	-31,4%	65,7%
Total do ativo permanente	5.644,6	63,0%	5.959,7	60,1%	6.344,9	56,0%	5,6%	6,5%
Total do ativo não circulante	7.210,3	80,5%	7.984,9	80,5%	9.183,4	81,0%	10,7%	15,0%
TOTAL DO ATIVO	8.958,5	100,0%	9.918,9	100,0%	11.334,2	100,0%	10,7%	14,3%
Exercício encerrado em 31 de dezembro de								
(Em R\$ milhões)								
	2006	Análise Vertical (%)	2007	Análise Vertical (%)	2008	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal (%)	
							07/06	08/07
PASSIVO								
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	380,5	4,2%	424,9	4,3%	535,0	4,7%	11,6%	25,9%

Folha de pagamento	5,1	0,1%	6,6	0,1%	9,6	0,1%	29,4%	45,5%
Tributos, contribuições sociais e parcelamentos	295,5	3,3%	349,2	3,5%	410,7	3,6%	18,1%	17,6%
Dividendos propostos e participações nos lucros	49,2	0,5%	158,9	1,6%	101,2	0,9%	222,9%	-36,3%
Empréstimos, financiamentos e encargos	658,0	7,3%	346,0	3,5%	1.015,4	9,0%	-47,4%	193,5%
Debêntures e encargos	143,3	1,6%	29,7	0,3%	0,0	0,0%	-79,3%	-100,0%
Taxas regulamentares	137,1	1,5%	20,7	0,2%	40,8	0,4%	-84,9%	97,3%
Obrigações do programa de eficiência energética	0,0	0,0%	63,5	0,6%	85,6	0,8%		34,7%
Indenização Trabalhista - Plano Bresser	39,9	0,4%	49,3	0,5%	72,0	0,6%	23,7%	45,9%
Obrigações estimadas	31,1	0,3%	32,0	0,3%	72,1	0,6%	2,9%	125,5%
Passivos regulatórios	24,6	0,3%	72,1	0,7%	93,8	0,8%	193,1%	30,1%
Outros	101,5	1,1%	67,4	0,7%	84,6	0,7%	-33,6%	25,5%
Total do passivo circulante	1.865,8	20,8%	1.620,1	16,3%	2.520,6	22,2%	-13,2%	55,6%
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO								
Fornecedores	62,5	0,7%	34,4	0,3%	14,5	0,1%	-45,0%	-57,9%
Tributos, contribuições sociais e parcelamentos	1.050,0	11,7%	968,3	9,8%	1.144,3	10,1%	-7,8%	18,2%
Empréstimos, financiamentos e encargos	1.966,8	22,0%	3.074,4	31,0%	3.469,3	30,6%	56,3%	12,8%
Debêntures e encargos	14,6	0,2%	38,4	0,4%	0,0	0,0%	163,0%	-100,0%
Obrigações do programa de eficiência energética	0,0	0,0%	52,1	0,5%	52,9	0,5%		1,5%
Empresas relacionadas	191,2	2,1%	206,5	2,1%	214,7	1,9%	8,0%	4,0%
Plano de aposentadoria e pensão	15,7	0,2%	15,8	0,2%	16,9	0,1%	0,6%	7,0%
Indenização Trabalhista - Plano Bresser	297,3	3,3%	261,1	2,6%	161,7	1,4%	-12,2%	-38,1%
Provisão para passivos contingentes	22,1	0,2%	20,4	0,2%	109,4	1,0%	-7,7%	436,3%
Subvenção ICMS - CCC	98,5	1,1%	98,2	1,0%	100,9	0,9%	-0,3%	2,8%
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação	670,4	7,5%	604,3	6,1%	538,5	4,8%	-9,9%	-10,9%
Passivos regulatórios	38,6	0,4%	92,3	0,9%	172,3	1,5%	139,2%	86,6%
Outros	108,4	1,2%	281,0	2,8%	295,2	2,6%	159,2%	5,1%
Total do exigível a longo prazo	4.536,2	50,6%	5.747,4	57,9%	6.290,5	55,5%	26,7%	9,5%
Resultado de exercícios futuros	59,0	0,7%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	-100,0%	
Total do passivo não circulante	4.595,2	51,3%	5.747,4	57,9%	6.290,5	55,5%	25,1%	9,5%
PARTICIPAÇÃO DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES								
	1.764,4	19,7%	1.784,6	18,0%	1.388,7	12,3%	1,1%	-22,2%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS DESTINADOS PARA AUMENTO DE CAPITAL								
Capital social	538,1	6,0%	599,4	6,0%	714,6	6,3%	11,4%	19,2%
Reservas de capital	4,5	0,0%	4,5	0,0%	4,5	0,0%	0,0%	0,0%
Reservas de reavaliação	687,9	7,7%	619,5	6,2%	559,4	4,9%	-9,9%	-9,7%
Prejuízos acumulados	-548,3	-6,1%	-459,4	-4,6%	-144,1	-1,3%	-16,2%	-68,6%
Total do patrimônio líquido	682,1	7,6%	763,9	7,7%	1.134,3	10,0%	12,0%	48,5%
Recursos destinados para aumento de capital	51,0	0,6%	2,9	0,0%	0,0	0,0%	-94,3%	-100,0%
Recursos destinados a aquisição de partes beneficiárias	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%		
Total do patrimônio líquido e recursos destinados para aumento de capital	733,1	8,2%	766,8	7,7%	1.134,3	10,0%	4,6%	47,9%
PASSIVO TOTAL	8.958,5	100,0%	9.918,9	100,0%	11.334,2	100,0%	10,7%	14,3%

	Períodos encerrados em				
	(Em R\$ milhões)				
	31/12/2008	Análise Vertical (%)	30/9/2009	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal (%) 09/08
ATIVO					
ATIVO CIRCULANTE					
Numerário disponível	129,5	1,1%	167,0	1,5%	29,0%
Aplicações no mercado aberto	266,5	2,4%	217,4	1,9%	-18,4%
Consumidores	1.283,6	11,3%	1.407,5	12,2%	9,7%
(-)Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-113,9	-1,0%	-107,5	-0,9%	-5,6%
Tributos e contribuições sociais a compensar	165,1	1,5%	212,0	1,8%	28,4%
Títulos a receber	39,9	0,4%	39,1	0,3%	-2,0%
Estoque	42,9	0,4%	35,0	0,3%	-18,3%
Serviços em curso	79,9	0,7%	102,4	0,9%	28,1%
Redução de receita - baixa renda	25,3	0,2%	28,2	0,2%	11,6%
Aquisição de combustível - conta CCC	19,2	0,2%	60,0	0,5%	212,5%
Ativos regulatórios	111,8	1,0%	168,8	1,5%	51,1%
Outros	101,1	0,9%	127,0	1,1%	25,6%
Total do ativo circulante	2.150,8	19,0%	2.457,0	21,4%	14,2%
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
ATIVO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO					
Realizável a longo prazo					
Consumidores	332,0	2,9%	336,4	2,9%	1,3%
Empresas relacionadas	316,7	2,8%	376,4	3,3%	18,8%
Cauções e depósitos vinculados	60,8	0,5%	46,7	0,4%	-23,2%
Depósitos judiciais	127,2	1,1%	137,2	1,2%	7,8%
Impostos e Contribuições Sociais Diferidos	1.049,0	9,3%	801,0	7,0%	-23,6%
Tributos e contribuições sociais a compensar	234,3	2,1%	213,7	1,9%	-8,8%
Ativos regulatórios	200,1	1,8%	217,8	1,9%	8,8%
Sub-rogação CCC	255,9	2,3%	688,2	6,0%	169,0%
Títulos a receber	201,9	1,8%	177,7	1,5%	-12,0%
Outros	60,7	0,5%	21,1	0,2%	-65,2%
Total do realizável a longo prazo	2.838,5	25,0%	3.016,1	26,2%	6,3%
ATIVO PERMANENTE					
Investimentos	-176,1	-1,6%	-172,0	-1,5%	-2,3%
Imobilizado - líquido	6.011,9	53,0%	5.681,7	49,4%	-5,5%
Intangível - líquido	503,3	4,4%	513,7	4,5%	2,1%
Diferido - líquido	5,8	0,1%	1,2	0,0%	-79,3%
Total do ativo permanente	6.344,9	56,0%	6.024,6	52,4%	-5,0%
Total do ativo não circulante	9.183,3	81,0%	9.040,7	78,6%	-1,6%
TOTAL DO ATIVO	11.334,2	100,0%	11.497,7	100,0%	1,4%

	Períodos encerrados em (Em R\$ milhões)				
	31/12/2008	Análise Vertical (%)	30/9/2009	Análise Vertical (%)	Análise Horizontal (%) 09/08
PASSIVO					
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	535,0	4,7%	574,4	5,0%	7,4%
Folha de pagamento	9,6	0,1%	7,1	0,1%	-26,2%
Tributos, contribuições sociais e parcelamentos	410,7	3,6%	549,6	4,8%	33,8%
Dividendos propostos e participações nos lucros	101,2	0,9%	92,5	0,8%	-8,6%
Empréstimos, financiamentos e encargos	1.015,4	9,0%	1.388,0	12,1%	36,7%
Debêntures e encargos	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Taxas regulamentares	40,8	0,4%	43,6	0,4%	7,1%
Obrigações do programa de eficiência energética	85,6	0,8%	74,3	0,6%	-13,1%
Indenização Trabalhista - Plano Bresser	72,0	0,6%	59,4	0,5%	-17,4%
Obrigações estimadas	72,1	0,6%	129,0	1,1%	78,8%
Passivos regulatórios	93,8	0,8%	122,3	1,1%	30,4%
Outros	84,6	0,7%	105,3	0,9%	24,5%
Total do passivo circulante	2.520,7	22,2%	3.145,7	27,4%	24,8%
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO					
Fornecedores	14,5	0,1%	2,9	0,0%	-79,9%
Tributos, contribuições sociais e parcelamentos	1.144,3	10,1%	623,9	5,4%	-45,5%
Empréstimos, financiamentos e encargos	3.469,3	30,6%	3.392,8	29,5%	-2,2%
Debêntures e encargos	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Obrigações do programa de eficiência energética	52,9	0,5%	80,5	0,7%	52,2%
Empresas relacionadas	214,7	1,9%	218,9	1,9%	2,0%
Plano de aposentadoria e pensão	16,9	0,1%	16,9	0,1%	-0,1%
Indenização Trabalhista - Plano Bresser	161,7	1,4%	140,3	1,2%	-13,3%
Provisão para passivos contingentes	109,4	1,0%	91,2	0,8%	-16,6%
Subvenção ICMS - CCC	100,9	0,9%	100,9	0,9%	0,0%
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação	538,5	4,8%	478,6	4,2%	-11,1%
Passivos regulatórios	172,3	1,5%	126,6	1,1%	-26,5%
Outros	295,2	2,6%	493,8	4,3%	67,3%
Total do exigível a longo prazo	6.290,5	55,5%	5.767,3	50,2%	-8,3%
Resultado de exercícios futuros	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Total do passivo não circulante	6.290,5	55,5%	5.767,3	50,2%	-8,3%
PARTICIPAÇÃO DE MINORITÁRIOS	1.388,7	12,3%	1.505,9	13,1%	8,4%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS DESTINADOS PARA AUMENTO DE CAPITAL					
Capital social	714,6	6,3%	714,6	6,2%	0,0%
Reservas de capital	4,5	0,0%	4,5	0,0%	0,0%
Reservas de reavaliação	559,4	4,9%	493,1	4,3%	-11,8%
Prejuízos acumulados	-144,1	-1,3%	-133,4	-1,2%	-7,4%
Total do patrimônio líquido	1.134,3	10,0%	1.078,7	9,4%	-4,9%
Recursos destinados para aumento de capital	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Recursos destinados a aquisição de partes beneficiárias	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Total do patrimônio líquido e recursos destinados para aumento de capital	1.134,3	10,0%	1.078,7	9,4%	-4,9%
PASSIVO TOTAL	11.334,2	100,0%	11.497,7	100,0%	1,4%

Reconciliação do EBITDA

Consolidado	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses findo em 30 de setembro de	
	2006	2007	2008 ⁽¹⁾	2008	2009
EBITDA (Valores em R\$ milhões, exceto percentuais)					
Lucro (prejuízo) de acordo com as normas contábeis	88,5	28,7	205,3	-224,2	-55,6
Participações dos Acionistas Não Controladores	124,0	153,7	75,4	46,4	124,3
Participação dos Acionistas	5,3	11,3	7,1	5,9	5,1
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	-10,4	-39,2	-1,5	0,0	0,0
Provisão de Impostos	189,8	122,5	172,6	39,0	-34,0
Outros Resultados	-97,1	25,5	62,6	30,9	29,4
Resultado Financeiro	491,6	376,3	186,0	520,8	488,5
Resultado de Participações Societárias	-174,0	23,5	20,1	16,4	0,0
Depreciação e Amortização	287,6	323,8	341,2	251,6	295,8
EBITDA	905,4	1.026,1	1.068,8	686,8	853,5
Margem Ebitda (%)	31,2%	31,1%	26,8%	25,4%	22,8%

⁽¹⁾ O EBITDA Consolidado 2008 inclui 8 meses de Rede Lajeado e 4 meses de Enersul em função da Permuta de Ativos.

CELPA	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses findo em 30 de setembro de	
	2006	2007	2008	2008	2009
EBITDA (Valores em R\$ milhões, exceto percentuais)					
Lucro (prejuízo) de acordo com as normas contábeis	79,4	114,2	38,8	12,7	86,9
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	-15,0	-40,0	0,0	0,0	0,0
Provisão de Impostos	47,9	45,2	29,6	14,7	-17,7
Outros Resultados	11,4	1,8	0,3	0,6	11,5
Resultado Financeiro	70,1	63,4	114,2	78,3	60,0
Depreciação e Amortização	92,6	102,6	106,6	79,7	88,4
EBITDA	286,4	287,2	289,5	186,0	229,1
Margem Ebitda (%)	27,9%	25,4%	22,9%	21,0%	21,3%

CEMAT	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses findo em 30 de setembro de	
	2006	2007	2008	2008	2009
EBITDA (Valores em R\$ milhões, exceto percentuais)					
Lucro (prejuízo) de acordo com as normas contábeis	83,8	98,7	84,6	52,1	105,3
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	-1,0	-20,0	0,0	0,0	
Provisão de Impostos	55,0	45,8	47,7	30,0	25,8
Outros Resultados	7,0	9,6	5,1	1,4	8,2
Resultado Financeiro	22,3	80,7	109,2	71,0	11,4
Depreciação e Amortização	83,3	96,9	104,5	76,9	83,5
EBITDA	250,4	311,7	351,1	231,4	234,2
Margem Ebitda (%)	25,3%	27,6%	28,1%	25,8%	23,6%

ENERSUL	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses findo em 30 de setembro de	
	2006	2007	2008	2008 ⁽¹⁾	2009
EBITDA (Valores em R\$ milhões, exceto percentuais)					
Lucro (prejuízo) de acordo com as normas contábeis			68,7	35,8	50,6
Participação dos Acionistas			0,5		1,4
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio			-38,0	0,0	0,0
Provisão de Impostos			13,9	18,6	27,6
Outros Resultados			27,7	2,5	5,4
Resultado Financeiro			84,4	26,2	48,1
Depreciação e Amortização			71,9	54,4	51,6
EBITDA			229,1	137,5	184,7
Margem Ebitda (%)			25,5%	21,1%	27,1%

⁽¹⁾ O EBITDA 2008 contempla 12 meses da ENERSUL sem levar em conta a Permuta de Ativos.

CELTRANS	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses findo em 30 de setembro de	
	2006	2007	2008	2008	2009
EBITDA (Valores em R\$ milhões, exceto percentuais)					
Lucro (prejuízo) de acordo com as normas contábeis	47,3	31,7	24,3	20,2	45,3
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	-7,0	-20,0	-3,0	0,0	0,0
Provisão de Impostos	26,8	18,5	22,9	19,5	23,3
Outros Resultados	15,5	12,5	8,5	6,9	9,6
Resultado Financeiro	-11,3	6,1	10,8	-4,3	-29,6
Depreciação e Amortização	35,7	45,9	41,6	32,8	25,8
EBITDA	107,0	94,7	105,1	75,1	74,4
Margem Ebitda (%)	35,4%	28,2%	28,7%	28,2%	26,2%

REDESUL/SUDESTE	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses findo em 30 de setembro de	
	2006	2007	2008	2008	2009
EBITDA (Valores em R\$ milhões, exceto percentuais)					
Lucro (prejuízo) de acordo com as normas contábeis	-2,1	28,0	-15,0	-22,5	31,8
Participação dos Acionistas	0,5	2,2	0,7	0,0	2,8
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	-4,0	-8,0	0,0	0,0	0,0
Provisão de Impostos	8,1	17,6	2,8	-4,6	-0,9
Outros Resultados	1,7	1,5	4,6	0,1	5,6
Resultado Financeiro	48,4	48,3	44,9	36,2	2,6
Depreciação e Amortização	51,3	58,9	56,8	42,9	41,9
EBITDA	103,9	148,6	94,8	52,1	83,8
Margem Ebitda (%)	18,8%	24,9%	15,2%	11,3%	15,7%

REDECOM/SERV. ⁽¹⁾	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses findo em 30 de setembro de	
	2006	2007	2008	2008	2009
EBITDA (Valores em R\$ milhões, exceto percentuais)					
Lucro (prejuízo) de acordo com as normas contábeis	15,0	12,6	0,9	3,9	13,3
Participação dos Acionistas	0,6	1,3	0,2	0,2	0,8
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Provisão de Impostos	8,6	6,8	-1,5	0,3	6,8
Outros Resultados	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Resultado Financeiro	1,3	0,3	0,7	0,8	1,3
Depreciação e Amortização	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0
EBITDA	25,4	21,0	0,5	5,2	22,2
Margem Ebitda (%)	17,7%	16,2%	0,2%	3,4%	11,1%

⁽¹⁾ Em razão da REDESERV não apresentar isoladamente receita expressiva, reconciliamos seu EBITDA juntamente com o EBITDA da REDECOM.

GERAÇÃO	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses findo em 30 de setembro de	
	2006	2007	2008	2008	2009
EBITDA (Valores em R\$ milhões, exceto percentuais)					
Lucro (prejuízo) de acordo com as normas contábeis	77,6	88,7	69,2	67,2	16,0
Participação dos Acionistas	4,1	7,8	5,7	5,7	0,0
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	0,0	-5,8	0,0	0,0	0,0
Provisão de Impostos	21,0	33,5	29,7	28,9	6,2
Outros Resultados	0,6	-0,9	-2,2	-2,2	0,0
Resultado Financeiro	17,3	38,7	28,3	24,9	5,4
Resultado de Participações Societárias	-6,9	-12,7	-10,1	-10,1	0,0
Depreciação e Amortização	20,1	18,2	15,3	13,5	4,4
EBITDA	133,9	167,5	135,9	127,9	32,0
Margem Ebitda (%)	42,9%	49,1%	50,0%	50,2%	55,6%

ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E OS RESULTADOS OPERACIONAIS

A análise e discussão sobre a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia deve ser lida em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas auditadas referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006, as informações financeiras consolidadas não auditadas referentes aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2009 e 2008 e respectivas notas explicativas incluídas neste Prospecto, assim como com as informações apresentadas na seção “Apresentação das Informações Financeiras e Outras Informações” deste Prospecto.

Esta seção contém discussões sobre estimativas futuras que envolvem riscos e incertezas. Os resultados reais da Companhia podem diferir significativamente daqueles discutidos nas declarações sobre estimativas futuras como resultado de diversos fatores, incluindo, mas não se limitando àqueles informados nas seções “Considerações sobre Estimativas e Declarações Futuras” e “Fatores de Risco” deste Prospecto.

As demonstrações financeiras da Companhia relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006 e aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2009 e 2008, incluídas neste Prospecto acompanhadas dos respectivos pareceres dos auditores independentes, foram elaboradas de acordo com o BR GAAP.

Em função da aquisição da ENERSUL em 11 de setembro de 2008, as demonstrações financeiras da Companhia possuem comparabilidade limitada.

Visão Geral

A Companhia é controladora de um dos principais grupos de distribuição de energia no Brasil, com atuação também nos segmentos de comercialização e geração. A Companhia atua em 578 municípios de sete Estados brasileiros, distribuindo energia para aproximadamente 4,4 milhões de consumidores. A Companhia possui a maior área de concessão de distribuição do Brasil entre grupos privados, cobrindo cerca de 2,8 milhões km², equivalentes a aproximadamente 34,0% do território nacional e superior às áreas combinadas da França, Espanha, Suécia, Alemanha, Polônia, Itália e Reino Unido, e que abriga uma população total de aproximadamente 15,0 milhões de habitantes.

Segundo a ABRADÉE, a Companhia é a maior distribuidora de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em termos de número de consumidores, com 35,1% do total da região Norte e 28,9% do total da região Centro-Oeste, e em termos de consumo de energia, com 35,4% do total da região Norte e 37,4% do total da região Centro-Oeste. Entre 2003 e 2008, as áreas de concessão da Companhia nas regiões Norte e Centro-Oeste apresentaram conjuntamente um crescimento médio anual de 8,0% no consumo de eletricidade (considerando a inclusão da ENERSUL a partir de setembro de 2008), superior à média nacional nesse período que foi de 5,1% de acordo com a EPE.

Em 2008 e nos primeiros nove meses de 2009, as atividades de distribuição da Companhia, desenvolvidas por suas controladas CEMAT, CELPA, ENERSUL, CELTINS e REDESUL/SUDESTE, representaram 100,1% e 94,4% do nosso EBITDA consolidado, o que equivale a R\$1.069,6 milhões e R\$805,7 milhões respectivamente.

Em 2008 e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, as atividades de comercialização da Companhia, desenvolvidas por sua controlada REDECOM, representaram 0,0% e 2,6% do nosso EBITDA consolidado, o que equivale a R\$0,5 milhão e R\$22,2 milhões, respectivamente. A receita operacional bruta da REDECOM passou de R\$149,8 milhões em 2007 para R\$229,7 milhões em 2008, um crescimento de 53,4%, e de R\$ 171,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008 para R\$ 224,0 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, um crescimento de 30,3%.

Em 2008 e nos primeiros nove meses de 2009, as atividades das geradoras da Companhia representaram 12,7% e 3,7% de nosso EBITDA consolidado, o que equivale a R\$135,9 milhões e R\$32,0 milhões, respectivamente.

Reorganização Societária

Entre 2005 e 2006, as empresas controladas pela Companhia e outras empresas controladas pela Denerge e pela EEVP, nossas controladoras, passaram por um processo de reestruturação societária dividido em três etapas.

A primeira etapa compreendeu o processo de desverticalização exigido pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (vide Seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil”, na página 147 deste Prospecto, com o propósito de segregar as nossas atividades de geração, distribuição e transmissão (a “Desverticalização”). A nossa Desverticalização foi aprovada pela ANEEL, através da Resolução Autorizativa ANEEL nº 309, de 5 de setembro de 2005.

A segunda etapa, que compreendeu a centralização do endividamento da Companhia, foi concluída em março de 2006, após a consolidação do processo de Desverticalização, e compreendeu as seguintes operações:

- A Companhia assumiu dívidas que haviam sido contraídas pela EEVP, controladora da Companhia, no valor de R\$160,6 milhões, e pela Denerge, sua outra controladora, no valor de R\$470,3 milhões. Os recursos advindos destes empréstimos foram repassados às controladas da Companhia.
- A Companhia assumiu, no mesmo ato, créditos que a EEVP e a Denerge tinham contra as controladas da Companhia, no valor de R\$19,9 milhões (EEVP) e de R\$438,7 milhões (Denerge).

A Companhia assinou com o BNDES, em 30 de novembro de 2006, o Contrato de Confissão Reescalonamento e Consolidação (nº 06.2.1005.1), consolidando e reescalonando a dívida no montante de R\$549,0 milhões. Em 30 de setembro de 2009, o saldo devedor da dívida era de R\$174,2 milhões.

Como resultado da segunda etapa, a Companhia tinha em 30 de setembro de 2009 um saldo líquido de ativo a receber junto à EEVP no valor de R\$225,8 milhões, e um saldo líquido de passivo a pagar junto à Denerge no valor de R\$60,5 milhões. Estes montantes deverão ser liquidados no prazo máximo de dez anos em condições de mercado, conforme usualmente praticadas pelas empresas da Rede Energia na administração de seus recursos financeiros (vide Seção “Operações com Partes Relacionadas”, na página 214 deste Prospecto). Esta segunda etapa foi concluída em março de 2006.

A terceira e última etapa compreendeu a centralização de todos os ativos relativos ao setor elétrico da Companhia, culminando na transferência da EDEVP, da REDECOM e da REDESERV para a Companhia. Esta etapa foi concluída em junho de 2006 e compreendeu as seguintes operações:

- A Companhia adquiriu da EEVP participação acionária representativa de 100,0% do capital social de EDEVP, pelo valor de R\$118,5 milhões.
- A Companhia adquiriu da Denerge as participações acionárias representativas de: (i) 99,6% do capital social de REDECOM, pelo valor de R\$46,1 milhões, e (ii) 99,5% do capital social da REDESERV, pelo valor de R\$19,4 milhões.

O valor total das participações adquiridas nesta terceira etapa foi de R\$184,0 milhões, o qual será pago no prazo de 7 anos, com juros correspondentes ao CDI acrescido de *spread* de 2% ao ano, conforme usualmente praticado pelas empresas do grupo na administração de seus recursos financeiros. Caso a Companhia tenha créditos contra as vendedoras nas datas de pagamento dos referidos saldos dos preços de compra, poderemos compensar o valor devido com estes créditos. Todas as autorizações necessárias à implementação destas operações de aquisição, inclusive da ANEEL, foram obtidas.

Adicionalmente, como parte do esforço de reequacionamento da estrutura de capital da Rede Energia, foram realizados os desinvestimentos de determinados ativos de geração, cujos recursos foram utilizados, primordialmente, para a redução do endividamento da Companhia. Nos últimos 3 anos, os seguintes ativos foram alienados:

Em 21 de setembro de 2006, a Companhia vendeu sua subsidiária Celtins Energia S.A., que controlava 3 PCHs com capacidade instalada de 15,4 MW, para a Tocantins Holding Ltda., uma empresa brasileira controlada pelo Grupo Brennand Energia. O preço da venda foi de R\$33,9 milhões.

Em 06 de outubro de 2006, a Companhia vendeu a sua participação acionária em 10 empresas, detentoras de 21 PCHs, com capacidade instalada total de 92,7 MW, para a Enel Latin América LLC (empresa do grupo Enel, controlada pelo governo da Itália e que não tem relação societária com a Companhia) pelo valor total de R\$463,6 milhões.

Em 29 de junho de 2007, foi aprovado aumento do capital social da Companhia para R\$599.375.702,78, mediante emissão de 20.542.145 ações preferenciais nominativas, escriturais, sem valor nominal, subscritas e integralizadas pela acionista BNDESPAR, em razão de conversão de debêntures emitidas nos termos das escrituras particulares da 1ª e 2ª emissão de debêntures conversíveis em ações preferenciais de nossa emissão. Com isso a participação da BNDESPAR no capital total da Companhia passou de 15,4% (43.693.757 ações preferenciais) para 21,1% (64.235.902 ações preferenciais). O preço de emissão das ações preferenciais, de R\$2,98527, foi fixado com base no valor das debêntures emitidas, atualizado e ajustado de acordo com os critérios fixados nas respectivas escrituras de emissão.

Em 17 de março de 2008, a Companhia alienou todos os bens, equipamentos e instalações de transmissão de propriedade da Tocantins Energia S.A. para Centrais Elétrica do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE, pelo montante de R\$13,7 milhões como parte do processo de desverticalização. Para maiores informações sobre o processo de desverticalização, veja a seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil - Restrições às Atividades das Distribuidoras”, na página 150 deste Prospecto.

Permuta de Ativos Para Aquisição da ENERSUL

Em 18 de junho de 2008, a Companhia, a Rede Power e a Energias do Brasil celebraram Instrumento Particular de Compromisso de Permuta de Ativos e Outras Avenças (“Permuta de Ativos”), segundo o qual (i) a Companhia e a Rede Power se obrigaram a transferir à Energias do Brasil a totalidade de suas participações societárias nas sociedades Rede Lajeado, Tocantins Energia e Investco, e, (ii) a Energias do Brasil se obrigou a transferir à Companhia e à Rede Power a totalidade da sua participação societária na Enersul. Não houve pagamentos financeiros em relação à Permuta de Ativos.

A operação foi concluída e as participações societárias efetivamente permutadas em 11 de setembro de 2008, após obtenção das aprovações necessárias da ANEEL (em especial da Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.463, de 15 de julho de 2008), do BNDES e de outras instituições financeiras, de modo que, após essa data, a Companhia passou a controlar a ENERSUL e a Energias do Brasil passou a deter o controle da Investco, da Tocantins Energia e da Rede Lajeado.

Aquisição da participação integral na QMRA

Em 02 de outubro de 2008, a Companhia adquiriu da INEPAR 78.842.748 ações ordinárias de emissão da QMRA, correspondente a 35% do seu capital total, pelo preço de R\$115,0 milhões e, com isso, passou a deter 100,0% do capital social da QMRA, o que correspondeu a um aumento de sua participação indireta sobre a CELPA de 43,43% para 61,37%. Como parte desta operação a Companhia adquiriu do BNDESPAR 411.048 debêntures conversíveis em ações emitidas pela INEPAR pelo mesmo preço de R\$115,0 milhões, as quais foram por nós utilizadas como para dação em pagamento à INEPAR do preço de aquisição das ações de emissão da QMRA.

Posteriormente, em 26 de dezembro de 2008, foi aprovado aumento do capital social da Companhia para R\$714.552.105,06, mediante a emissão de 17.266.755 ações preferenciais nominativas, escriturais, sem valor nominal, das quais 17.264.612 foram subscritas e integralizadas pela acionista BNDESPAR, em razão da capitalização dos créditos de que a BNDESPAR era titular, no montante de R\$115,0 milhões, relativo a aquisição pela Companhia de debêntures conversíveis de emissão da INEPAR que foram utilizadas em dação em pagamento das ações da QMRA adquiridas em 02 de outubro de 2008. Com isso a participação da BNDESPAR no capital total da Companhia passou de 21,1% (64.235.902 ações preferenciais) para 25,3% (81.500.514 ações preferenciais). O preço de emissão das ações preferenciais, de R\$6,6704, foi fixado com base na perspectiva de rentabilidade da Companhia, nos termos do parágrafo 1º, inciso I, do artigo 170 da Lei das Sociedades por Ações.

Participações Societárias

A tabela a seguir apresenta a participação acionária direta e indireta da Companhia no capital total de suas principais controladas nas datas indicadas, todas integralmente consolidadas nas demonstrações financeiras da Companhia.

	Em 31 de dezembro de			Em 30 de setembro	
	(em % do capital total)				
	2006	2007	2008	2008	2009
Distribuição					
CELPA	43,4	43,4	61,4	43,4	61,4
CEMAT	37,5	39,9	39,9	39,9	39,9
ENERSUL ⁽¹⁾		00,0	99,9	99,9	99,9
CELTINS	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9
EEB	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5
CNEE	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7
CFLO	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7
Caiuá	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
EDEVP	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Geração					
Rede Lajeado ⁽²⁾	59,8	53,70	00,0	00,0	00,0
Tangará	67,3	70,8	70,8	70,8	70,8
Juruena	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Investco ⁽²⁾	22,6	39,6	00,0	00,0	00,0
Comercialização e Serviços					
REDECOM ⁽³⁾	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6
REDESERV ⁽³⁾	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5
Bioenergia					
Vale do Vacaria	-	50,9	50,9	50,9	60,5
Anhanduí	-	50,9	50,9	50,9	60,5

(1) Participação adquirida em 11 de setembro de 2008 em razão da Permuta de Ativos.

(2) Participações alienadas em 11 de setembro de 2008 em razão da Permuta de Ativos.

(3) Controladas pela Companhia a partir de junho de 2006.

O Setor de Distribuição de Energia Elétrica

O setor de distribuição de energia elétrica no Brasil é de capital intensivo e está sujeito a significativa regulação através de leis específicas e resoluções emitidas pela ANEEL, inclusive em relação ao estabelecimento da política tarifária. A Companhia acredita que os fatores mais importantes que afetam o desempenho operacional e financeiro das suas atividades de distribuição são os seguintes:

- as tarifas estabelecidas pela ANEEL, bem como seus reajustes e revisões, e as respectivas medidas regulatórias;
- a situação econômica no Brasil em geral e nos Estados do Pará, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Tocantins em particular, que afetam o crescimento do consumo de energia elétrica nas maiores e principais áreas de concessão de distribuição da Companhia;
- o controle dos custos e das despesas operacionais, incluindo as perdas de energia elétrica;
- a estrutura de capital e os custos financeiros; e
- o retorno dos investimentos da Companhia em relação aos recursos empregados.

A Companhia não controla os reajustes e as revisões tarifárias, as flutuações na sua base de clientes ou a demanda por energia elétrica. Eventos adversos relacionados a esses fatores fora do controle da Companhia podem ter um efeito adverso relevante sobre suas receitas e podem, dessa forma, determinar o nível de crescimento do seu fluxo de caixa.

Tarifas de Distribuição

As distribuidoras de energia elétrica da Companhia cobram tarifas reguladas e seus resultados dependem substancialmente de reajustes tarifários aprovados pela ANEEL, uma vez que a maior parte da sua receita operacional bruta origina-se das vendas de energia elétrica para clientes cativos sujeitas a tarifas reguladas. Os contratos de concessão dessas distribuidoras incluem cláusulas de reajustes anuais, revisões periódicas e a possibilidade de revisões extraordinárias ocasionais das tarifas aplicáveis. Para mais informações sobre tarifas reguladas, veja a seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil - Reposicionamento Tarifário”, na página 154 deste Prospecto.

Reajustes Tarifários Anuais

Os reajustes tarifários anuais ocorrem nas datas estabelecidas nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica da Companhia. Os reajustes da CEMAT e ENERSUL ocorrem em abril de cada ano, os da CELPA ocorrem em agosto de cada ano e os da CELTINS, em julho de cada ano. As empresas que formam parte da REDESUL/SUDESTE têm suas tarifas reajustadas em maio de cada ano, exceto a CFLO, cujas tarifas são reajustadas em junho de cada ano. Antes de fevereiro de 2005, todas as empresas deste segmento operacional reajustavam suas tarifas em fevereiro de cada ano.

Reajustes anuais são baseados no Índice de Reajuste Tarifário – IRT, que leva em consideração variações em dois tipos de custos:

- Custos da Parcela A, compostos por custos não-gerenciáveis e incluem, entre outros, custos com compra de energia elétrica, encargos regulatórios (por exemplo, CCC, CDE, RGR, Taxa de Fiscalização da ANEEL, FNDCT, e encargos para Pesquisa e Desenvolvimento) e tarifas de uso da rede de transmissão e conexão de rede. A metodologia de reajuste periódico envolve o repasse das alterações nos Custos da Parcela A que ocorreram durante o período de 12 meses anteriores à data do reajuste periódico.
- Custos da Parcela B, compostos por custos gerenciáveis (tais como pessoal, materiais, serviços de terceiros) e incluem, ainda, as quotas de reintegração e o retorno sobre o investimento relacionado a cada uma das áreas de concessão da Companhia e sua expansão. Os custos da Parcela B são corrigidos de acordo com o IGP-M e reduzidos por um fator denominado “fator X,” que é um índice relacionado a ganhos de produtividade aplicado às tarifas de distribuição. O método para se determinar o fator X está descrito na seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil – Tarifas de Distribuição de Energia.”

Em 2001, um fator adicional foi introduzido pela ANEEL, ao qual nos referimos como Conta de Variação da Parcela A, ou conta CVA. A conta CVA complementa o Índice de Reajuste Tarifário ao reconhecer tanto as variações positivas quanto as negativas em certos componentes dos Custos da Parcela A no período entre os reajustes tarifários. Quando esses Custos da Parcela A ultrapassam as projeções no momento em que as tarifas de distribuição da Companhia são reajustadas, ela tem o direito de recuperar a diferença no próximo reajuste anual. Da mesma forma, se esses custos mostrarem-se menores do que os projetados, o ganho resultante é compensado no próximo reajuste anual. Quando os Custos da Parcela A ultrapassam as projeções refletidas nas tarifas de distribuição da Companhia, ela difere o aumento do custo e o registra como um ativo no seu balanço patrimonial. Esses custos serão registrados como despesas quando a Companhia reajustar suas tarifas. Em 31 de dezembro de 2008 e 30 de setembro de 2009, A Companhia possui ativos regulatórios nos montantes de R\$311,9 milhões e R\$386,6 milhões, respectivamente. Todos esses valores estão sujeitos a correção pela taxa SELIC.

As distribuidoras da Companhia registraram em 31 de dezembro de 2008 e em 30 de setembro de 2009, respectivamente, como ativo regulatório (ativo constituído com despesas que serão compensadas com receitas futuras provenientes de reajustes tarifários), os seguintes valores:

- CEMAT: R\$66,1 milhões e R\$94,1 milhões;
- CELPA: R\$74,5 milhões e R\$144,2 milhões;
- ENERSUL: R\$64,8 milhões e R\$40,8 milhões;
- CELTINS: R\$21,2 milhões e R\$7,1 milhões; e
- REDESUL/SUDESTE: R\$85,3 milhões e R\$100,5 milhões.

Revisões Tarifárias Periódicas

As revisões tarifárias periódicas são conduzidas para (1) manter o equilíbrio financeiro das distribuidoras da Companhia, conforme previsto nos seus contratos de concessão, (2) estabelecer retornos adequados sobre seus investimentos e (3) determinar o fator X utilizado no cálculo dos custos da Parcela B. As revisões tarifárias periódicas ocorrem nos períodos estabelecidos em cada contrato de concessão, que são os seguintes para as distribuidoras da Companhia:

- a cada quatro anos para a CELPA, com a próxima revisão tarifária prevista para julho de 2011. A ANEEL homologou o resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica da CELPA, iniciada no

ano de 2007, a qual reposicionou as tarifas de fornecimento de energia elétrica em -8,38%, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 849, de 21 de julho de 2009;

- a cada cinco anos para a CEMAT, com a próxima revisão tarifária prevista para dezembro de 2013. A ANEEL homologou o resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica da CEMAT, iniciada no ano de 2008, a qual reposicionou as tarifas de fornecimento de energia elétrica em -5,91%, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 784, de 24 de março de 2009;
- a cada cinco anos para a ENERSUL, com a próxima revisão tarifária prevista para dezembro de 2013. A ANEEL homologou o resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica da ENERSUL, iniciada no ano de 2008, a qual reposicionou as tarifas de fornecimento de energia elétrica em -7,76%, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 785, de 24 de março de 2009;
- a cada quatro anos para a CELTINS, com a próxima revisão tarifária prevista para junho de 2012. A ANEEL homologou o resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica da CELTINS, iniciada no ano de 2008, a qual reposicionou as tarifas de fornecimento de energia elétrica em -7,24%, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 830, de 16 de junho de 2009; e
- a cada quatro anos para as controladas da Companhia que formam parte da REDESUL/SUDESTE, com as próximas revisões tarifárias previstas para fevereiro de 2012. A ANEEL homologou o resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica das empresas integrantes da REDESUL/SUDESTE, de modo que as suas tarifas de fornecimento de energia elétrica foram reposicionadas da seguinte forma: (i) a da CAIUÁ foi reduzida em 8,05%, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 812, de 14 de abril de 2009; (ii) a da CNEE foi reduzida em 9,90%, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 813, de 14 de abril de 2009; (iii) a da EEB foi aumentada em 2,19%, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 802, de 07 de abril de 2009; (iv) a da EDEVP foi reduzida em 4,77%, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 803, de 07 de abril de 2009; e (v) a da CFLO foi reduzida em 6,60%, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 825, de 02 de junho de 2009.

A metodologia de Revisão Tarifária envolve o repasse dos custos de Parcela A, devidamente definidos e aprovados pela ANEEL, juntamente com a seguinte metodologia para avaliação dos custos da Parcela B:

- custos operacionais estimados de uma empresa de referência simulada pela ANEEL operando na mesma área de concessão da distribuidora de energia elétrica que está sendo avaliada;
- remuneração e depreciação dos ativos da concessionária. As taxas de remuneração e depreciação regulatórias são aplicadas a um valor denominado Base de Remuneração Regulatória. Essa base de ativos é definida de acordo com os critérios de avaliação estabelecidos em metodologia definida pela ANEEL e inclui todos os ativos que são necessários para a prestação dos serviços da concessionária; e
- cálculo do fator X, os quais envolvem a projeção de mercado, investimentos e despesas operacionais.

Recomposição Tarifária Extraordinária

Na ocorrência de alterações imprevistas que venham a afetar o equilíbrio econômico-financeiro de uma concessionária, a ANEEL poderá reajustar as tarifas da concessionária por meio de recomposições tarifárias extraordinárias.

Em 1999, a ANEEL concedeu uma recomposição tarifária extraordinária para compensar as distribuidoras de energia elétrica pelos efeitos da desvalorização cambial ocorrida naquele ano. Em 2001, em decorrência das perdas financeiras geradas pelo programa de racionamento de energia elétrica ocorrido naquele ano, as tarifas de distribuição foram submetidas a outra recomposição tarifária extraordinária. Esses aumentos tarifários serão expurgados das tarifas uma vez que (1) os efeitos desejados tenham sido atingidos ou (2) que o prazo máximo estabelecido pela ANEEL (que varia de uma distribuidora para outra) tenha terminado, o que ocorrer primeiro. Com relação às distribuidoras da Companhia, esses aumentos tarifários foram eliminados em maio de 2009. Esses aumentos tarifários variaram de 2,9% a 7,9%.

Realinhamento Tarifário

Até 2002, as taxas de reajuste tarifário eram aplicadas uniformemente a todas as tarifas e incluíam um subsídio para clientes industriais em detrimento dos clientes residenciais. Em 2002, foi iniciado um processo de realinhamento tarifário em todo o setor elétrico brasileiro, que reduziu os subsídios cruzados entre clientes em diferentes níveis de voltagem de atendimento. A eliminação se deu de forma gradativa nos últimos 05 anos, com a última etapa sendo concluída em 2008.

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

Consumidores potencialmente livres são consumidores com uma demanda contratada acima de 3,0 MW que estão conectados em redes de distribuição da Companhia a um nível de voltagem de 69kV, ou mais, a partir de 8 de julho de 1995. O número de consumidores da Companhia potencialmente livres relativo ao número total de seus consumidores cativos é pequeno. Estes consumidores representaram 5,4% do volume de vendas de energia da Companhia durante 2008 e 4,6% durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009. Com relação à receita bruta da Companhia representou 3,9% durante 2008, e 3,5% durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009.

Se os clientes da Companhia potencialmente livres optarem pelo mercado livre, eles não pagarão o custo de energia comprada, mas suas distribuidoras continuarão a ser remuneradas pelo cliente livre pelo uso dos ativos da Companhia através do pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, ou TUSD. A ANEEL autorizou os consumidores livres a se conectarem à rede básica por meio de rede própria, sujeito ao atendimento de diversos requisitos. Nesse caso, os consumidores livres que se conectarem diretamente à rede básica deixarão de pagar a TUSD. Se qualquer cliente livre atendido pela Companhia decidir construir sua própria rede de distribuição, a receita operacional bruta pode ser adversamente afetada. A redução da receita devido à migração de consumidores do mercado livre, de uma forma geral, não resulta em redução relevante nas margens da Companhia porque a remuneração de seus investimentos decorre da TUSD, que continuará a ser paga para a Companhia mesmo que um consumidor potencialmente livre mude para outro fornecedor de energia. A Companhia acredita que consumidores potencialmente livres não representam um risco significativo para as atividades ou a capacidade de gerar fluxo de caixa nas operações da Companhia. Parte da estratégia da Companhia é continuar a providenciar eletricidade aos seus clientes que elegerem se tornarem clientes livres por meio da REDECOM, empresa de comercialização de energia da Companhia, a qual tem sido bem sucedida em reter a maioria dos clientes que se tornaram clientes livres nos últimos anos.

A tabela abaixo apresenta a receita bruta consolidada resultante da TUSD paga por consumidores livres e por distribuidoras da Companhia (energia em trânsito por nossa rede), nos períodos indicados. Para maiores informações vide a seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil - Tarifas pelo Uso do Sistema de Distribuição - TUSD”, na página 183 deste Prospecto.

	No exercício encerrado em 31 de dezembro de			No período de nove meses findo em 30 de setembro de	
	2006	2007	2008	2008	2009
	(em R\$ milhões)				
CEMAT	46,8	57,6	51,6	39,4	42,9
CELPA	13,4	16,2	12,0	8,5	13,0
ENERSUL ⁽¹⁾		60,2	54,1	0,004	44,8
CELTINS	4,5	4,5	6,7	4,8	6,0
REDESUL/SUDESTE	16,3	18,1	16,8	12,7	18,6
TOTAL	81,0	156,6	141,2	65,4	125,3

⁽¹⁾ Adquirida em 11 de setembro de 2008.

Tarifas reguladas – 2006 a 2009

As tabelas a seguir apresentam a evolução das tarifas dos clientes cativos nos anos indicados e como essas variações afetaram os resultados da CEMAT, CELPA, ENERSUL, CELTINS e das empresas que compõem o segmento operacional REDESUL/SUDESTE. As tabelas a seguir refletem os reajustes nas tarifas efetivamente pagas pelos clientes da Companhia, que consideram tanto as revisões iniciais quanto os reajustes posteriores nas tarifas promulgadas pela ANEEL.

CEMAT	2006	2007	2008^(*)	2009	2009^(**)
	Reajuste anual	Reajuste anual	Revisão periódica	Reajuste Anual	Revisão periódica
Tipo de alteração	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Aumento aplicado	5,17	8,84	(3,26)	15,99	(5,91)
Fator X	0,14	3,34	0,67	0,18	0,00
CELPA	2006	2007^(*)	2008	2009	2009^(**)
	Reajuste anual	Revisão periódica	Reajuste anual	Reajuste Anual	Revisão periódica
Tipo de alteração	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Aumento aplicado	7,66	(9,65)	17,24	8,63	(8,38)
Fator X	(0,34)	0,61	4,94	0,70	0,43
ENERSUL	2006	2007^(*)	2008^(*)	2009	2009^(**)
	Reajuste anual	Reajuste anual	Revisão periódica	Reajuste Anual	Revisão periódica
Tipo de alteração	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Aumento aplicado	16,75	8,05 / 8,68	(3,75)	13,60%	(7,76)
Fator X	(0,76)	2,19 / 1,68	0,50	0,34	0,15
* abr/07 - dez/07					
CELTINS	2006	2007	2008^(*)	2009	2009^(**)
	Reajuste anual	Reajuste anual	Revisão periódica	Reajuste Anual	Revisão periódica
Tipo de alteração	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Aumento aplicado	16,81	7,99	0,25	2,15	(7,24)
Fator X	1,13	2,24	1,33	(0,37)	0,83
REDESUL/SUD ESTE	2006	2007	2008	2009	2009^(**)
Tipo de alteração	Reajuste anual	Reajuste anual	Revisão	Reajuste anual	Revisão periódica
	(%)	(%)	periódica (%)	(%)	(%)
Aumento aplicado	16,81	7,99	0,25	2,15	(7,24)
Fator X	1,13	2,24	1,33	(0,37)	0,83
Caiuá	(1,20)	(0,51)	(9,73)	15,32	(8,05)
EEB	13,31	3,17	8,70	23,47	2,19
CNEE	6,15	0,49	(1,95)	14,49	(9,90)
CFLO	5,80	1,89	(4,96)	6,99	(6,60)
EDEVP	3,27	3,40	(4,75)	11,13	(4,77)
Fator X					
Caiuá	(1,91)	2,46	1,78	1,30	1,26
EEB	(2,14)	1,83	1,19	-0,03	0,00
CNEE	(2,26)	2,08	0,38	(0,04)	0,00
CFLO	(1,76)	1,20	0,70	0,37	0,47
EDEVP	(2,19)	1,87	1,75	1,39	1,33
(*) provisório.					
(**) definitivo					

Energia Elétrica Comprada para Revenda

Em atendimento ao estabelecido no Decreto nº 5.163/2004 e na Lei nº 10.848/2004, as Distribuidoras deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado por meio de licitações na modalidade de leilões, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em complementação aos contratos até então existentes de Geração Distribuída, Itaipu Binacional e Contratos Bilaterais.

À ANEEL cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no qual é utilizado o critério de menor tarifa para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras. A qualificação dos proponentes vendedores também é realizada pela ANEEL e consiste de qualificação jurídica, regularidade fiscal, econômica, financeira e técnica.

Os vencedores e as Distribuidoras, que declararam necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão, celebram Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado, onde estão definidos, entre outros, os montantes, as tarifas, os reajustes e o vencimento das faturas mensais de energia comprada.

A estratégia de aquisição de energia das Distribuidoras, visa a minimização do custo da energia comprada, contribuindo desta forma para a modicidade tarifária. O modelo de otimização utilizado pelas Distribuidoras, consideram alguns prováveis cenários de mercado e contemplam todos os mecanismos de redução e acréscimo de contratos, indicando assim qual a melhor contratação para os anos futuros.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valorado ao Preço de Liquidação das Diferenças, determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo.

A entrega física desta energia é garantida pelo ONS que é o órgão responsável pela operação - para atendimento aos requisitos da carga, supervisão e controle da geração – para otimização de custos e garantia da confiabilidade do SIN.

Os contratos de compra de energia elétrica no ambiente de contratação regulado são revisados anualmente de acordo com o Índice de Preços ao Consumidor Amplo, ou IPCA em oposição aos Custos da Parcela B das tarifas da Companhia que, na maioria, são reajustados com base no IGP-M. Esses dois índices podem apresentar variações bem diferentes. Em linha com a regulamentação vigente, as distribuidoras da Companhia vincularam recebíveis oriundos da prestação dos serviços de distribuição em garantia do pagamento devido às geradoras.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras não podem transferir aos consumidores os custos com compra de energia elétrica acima de 103% da demanda, conforme ajustado de acordo com as regulamentações aplicáveis. O sucesso da Companhia nesse processo de previsão de demanda de energia elétrica irá refletir nas suas margens, na medida em que a alocação integral dos seus custos com compra de energia elétrica dependerá da nossa capacidade de projetar corretamente a demanda. Porém, temos a opção de cancelar até 4% do volume contratado através de leilões públicos nos quatro primeiros anos dos contratos de leilão. Também participamos do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit, ou MCS, por meio do qual as distribuidoras podem transferir sobras de energia elétrica contratada através dos leilões públicos para as distribuidoras que apresentem déficit de energia. Participamos desse mecanismo de compensação desde 2006.

Conjuntura Econômica Brasileira

A condição financeira e resultados operacionais da Companhia são influenciados pela conjuntura econômica brasileira. A conjuntura macroeconômica brasileira melhorou significativamente nos últimos anos. A inflação permaneceu dentro da meta nos últimos cinco anos, as taxas de juros diminuíram e o crescimento econômico médio anual foi de 4,8% no período entre 2006 e 2008.

No período entre 2006 e 2008, o PIB brasileiro apresentou uma taxa média de crescimento anual de 4,8% (4,0% em 2006, 5,4% em 2007 e 5,1% em 2008). A taxa de inflação IPCA, divulgada pelo IBGE, foi de 3,1%, 4,5% e 5,9%, em 2006, 2007 e 2008, respectivamente. Entre janeiro de 2006 e julho de 2009, o Real valorizou-se 24,0% em comparação ao Dólar. A taxa de desemprego caiu de 9,2%, em janeiro de 2006, para 8,1%, em junho de 2009. As reservas internacionais aumentaram de US\$ 57,0 bilhões para US\$ 206,0 bilhões e a dívida pública líquida em relação ao PIB diminuiu de 47,9% para 42,5% no mesmo período.

Em 29 de maio de 2008, o Brasil obteve a classificação de grau de investimento concedida pela agência de avaliação de risco Standard & Poor's, entrando no grupo de países considerados de baixa possibilidade de inadimplência. Em 30 de abril de 2008, a Fitch Ratings, outra agência de avaliação de risco, também concedeu a classificação de grau de investimento ao Brasil. A melhor classificação de risco reforça o cenário favorável no médio prazo para a economia brasileira, refletindo a maturidade das instituições financeiras e da estrutura política do país, bem como o avanço de políticas fiscais e de controle da dívida pública.

No segundo semestre de 2008, as condições da economia global pioraram significativamente em decorrência da crise mundial. O efeito imediato na economia brasileira foi evidenciado pelo declínio da expectativa do crescimento econômico e a depreciação da moeda, a qual desvalorizou 49,0% entre agosto de 2008 e outubro de 2008 (de R\$1,56/US\$ em 4 de agosto de 2008 para R\$2,33/US\$ em 10 de outubro de 2008). A cotação de ativos locais também foi afetada adversamente, o que refletiu na queda do índice Ibovespa, o qual diminuiu 49,0% entre 19 de maio de 2008 e 30 de dezembro de 2008.

Entretanto, a economia brasileira tem demonstrado relativa resistência à crise financeira desde o início de 2009. Os indicadores macroeconômicos têm melhorado e, apesar da esperada desaceleração do crescimento do PIB para o ano de 2009, com um decréscimo de 0,34% (versus uma expectativa global de decréscimo do PIB de 1,4% em 2009, de acordo com o relatório do FMI divulgado em julho de 2009), espera-se que a economia cresça em 2010. De acordo com o relatório do BACEN, divulgado em 17 de julho de 2009, o PIB deverá crescer 3,6% em 2010.

Adicionalmente, fundamentos macroeconômicos sólidos e a maior estabilidade econômica permitiram ao BACEN reduzir ainda mais as taxas de juros, tendo a taxa da SELIC atingindo seu nível mais baixo na história, equivalente a 8,75%, em julho de 2009. As reservas internacionais permanecem acima de US\$ 200,0 bilhões.

A tabela abaixo apresenta o crescimento do PIB, a taxa de inflação, as taxas de juros médias no Brasil e a apreciação do Dólar em relação ao Real para cada um dos períodos indicados:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Período de seis meses encerrado em 30 de junho de	
	2006	2007	2008	2008	2009
Crescimento PIB(1).....	4,0%	5,4%	5,1%	6,2%	-1,5%
Inflação (IGP-M)(2).....	3,8%	7,7%	9,8%	6,8%	-1,2%
Inflação (IPCA)(3).....	3,1%	4,5%	5,9%	3,6%	2,6%
CDI(4).....	15,0%	11,8%	12,1%	11,1%	12,3%
TJLP(5).....	6,9%	6,3%	6,3%	2,3%	6,3%
Valorização (desvalorização) do Real contra o Dólar.....	9,5%	20,7%	-24,2%	-9,5%	-15,8%
Taxa de câmbio no final do período — US\$ 1,00.....	R\$2,138	R\$1,771	R\$2,337	R\$1,604	R\$1,952
Taxa média de câmbio — US\$ 1,00(6)	R\$2,152	R\$1,786	R\$1,838	R\$1,696	R\$2,194

(1) Fonte: IBGE.

(2) A taxa de inflação (IGP-M) representa o índice geral de preços de mercadorias publicado pela Fundação Getulio Vargas, uma fundação privada.

(3) A taxa de inflação (IPCA) representa o índice de preço ao consumidor publicado pelo IBGE.

(4) A taxa de CDI representa as taxas de depósito interfinanceiro realizados em um dia no Brasil registrados e realizados na Câmara de Custódia e Liquidação ou sistema CETIP.

(5) A TJLP representa a taxa de juros em longo prazo publicada trimestralmente pelo BACEN. As quantias demonstradas representam a média do período indicado.

(6) Média das taxas de câmbio para o período indicado.

A Companhia opera predominantemente nas regiões Centro-Oeste e Norte do Brasil (representando 82,1% da receita operacional bruta da Companhia gerada pelas atividades de distribuição de energia no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008) e o crescimento econômico nessas regiões pode ser o fator de maior impacto na demanda por energia elétrica e nos resultados operacionais da Companhia.

A distribuição de energia elétrica nas áreas de concessão da Companhia mostra uma forte correlação com o crescimento e desenvolvimento das economias nos Estados do Pará, Tocantins, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, uma vez que a base de clientes é, em grande parte, composta por clientes residenciais cativos nesses Estados. O consumo de energia nos Estados do Pará, Tocantins, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul aumentou em média 5,8%, 7,3%, 6,2% e 2,3% ao ano, respectivamente, de 2006 a 2008, um aumento médio maior do que a média nacional de consumo elétrico, que foi de 4,4% no mesmo período. Além disso, a Companhia acredita que esses estados possuem um significativo potencial para desenvolvimento econômico que, a seu ver, se traduzirá em um potencial de crescimento na demanda por energia elétrica.

Inclusive, o PAC, criado pelo Governo Federal, tem como objetivo a aceleração do crescimento econômico, o aumento do emprego e a melhoria das condições de vida da população brasileira, incluindo os Estados do Pará, Tocantins, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul. O PAC consiste em um conjunto de medidas destinadas a incentivar o investimento privado, aumentar o investimento público em infra-estrutura e remover obstáculos burocráticos, administrativos, normativos, jurídicos e legislativos, ao crescimento. Por meio do PAC, estima-se um investimento total da ordem de R\$49,6 bilhões, dos quais R\$14,2 bilhões, R\$12,4 bilhões, R\$7,0 bilhões e R\$16,0 bilhões, respectivamente, serão destinados aos Estados do Tocantins, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Pará, até 2010, distribuídos nos setores de logística, energia, e social e urbano.

Geração – Condições para o Fornecimento de Energia Elétrica

A receita das geradoras hidrelétricas no Brasil está ligada ao montante de energia elétrica cuja venda é contratada de acordo com contratos regulados de longo prazo, à qual nos referimos como “energia assegurada”. Através do MRE, a sobra de energia elétrica gerada pelas usinas que ultrapassar a energia assegurada é transferida para as usinas que geram energia elétrica abaixo da energia assegurada. A CCEE contabiliza e realiza a liquidação financeira desse mecanismo de realocação, com base na coordenação do despacho energético, efetuada pelo ONS, levando em consideração a demanda nacional por energia elétrica e as condições hidrológicas. Veja “O Setor de Energia Elétrica no Brasil— Mecanismo de Realocação de Energia - MRE”, na página 161 deste Prospecto

Da mesma forma, a receita das geradoras termelétricas no Brasil está ligada ao montante de energia assegurada contratada. Na prática, as geradoras termelétricas fornecem energia elétrica gerada em sua própria unidade, ou comprada no mercado de energia de curto prazo, na CCEE. O preço da energia varia de acordo com os custos de operação e manutenção, o preço da energia de curto prazo, o custo do investimento e juros durante a construção, e as condições hidrológicas.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico criou dois ambientes para contratação de energia elétrica de uma geradora: (1) o ambiente de contratação livre, que engloba clientes livres, comercializadoras e geradoras e (2) o ambiente de contratação regulada, que engloba distribuidoras e, conseqüentemente, seus clientes cativos.

No ambiente de contratação livre, os preços e condições são livremente negociados entre as partes. No ambiente de contratação regulada, os preços são estabelecidos em leilões organizados pela CCEE, com diretrizes do MME e da ANEEL. A energia elétrica comprada nesses leilões baseia-se nas projeções das necessidades de energia das distribuidoras. As geradoras que vendem energia elétrica nos leilões do ambiente de contratação regulada assinam contratos com todas as distribuidoras no sistema interconectado que participaram do leilão.

A energia existente e a energia nova devem ser vendidas em leilões separados no ambiente de contratação regulada. A energia nova é originada de novos projetos de geração. A energia existente refere-se à capacidade instalada no sistema quando a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico entrou em vigor.

Os direitos e obrigações estabelecidos nos contratos bilaterais assinados pelas distribuidoras antes da implementação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico continuam válidos. Todos os contratos de compra de energia, atualmente vigentes com nossas distribuidoras, foram aprovados pela ANEEL, para repasse às tarifas.

Alteração da Legislação Societária Brasileira, com Vigência a Partir de Janeiro de 2008

Com a promulgação da Lei n.º 11.638 e edição da MP 449, sendo esta última posteriormente convertida na Lei n.º 11.941, foram alterados, revogados e introduzidos diversos dispositivos na Lei das Sociedades por Ações sobre matéria contábil, em vigência a partir do encerramento das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2008, e aplicáveis a todas as entidades constituídas na forma de sociedades anônimas, incluindo companhias de capital aberto e sociedades de grande porte.

Essas alterações têm como objetivo principal atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de harmonização das Práticas Contábeis Adotadas no Brasil com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade (IFRS) e permitir que novas normas e procedimentos contábeis sejam expedidos pelos órgãos reguladores e pela CVM em consonância com as normas internacionais de contabilidade.

Adicionalmente, em decorrência da promulgação das referidas Lei e Medida Provisória, durante 2008 foram editados pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC diversos pronunciamentos com aplicação obrigatória para o encerramento das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2008.

As demonstrações contábeis da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 foram as primeiras demonstrações contábeis apresentadas com a adoção das alterações introduzidas pela Lei n.º 11.638 e pela MP 449. As demonstrações contábeis referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e 2006, incluídas neste Prospecto, foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil vigentes até 31 de dezembro de 2007 e, como permitido pelo Pronunciamento Técnico CPC 13 - Adoção Inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08, não estão sendo reapresentadas com os ajustes para fins de comparação entre os exercícios.

Da mesma maneira, as demonstrações contábeis referentes ao período de nove meses findos em 30 de setembro de 2008, originalmente divulgadas pela Companhia, foram elaboradas de acordo com instruções específicas da CVM que não contemplavam e não contemplam as modificações nas práticas contábeis introduzidas pela Lei n.º 11.638 e pela MP 449.

A adoção das alterações nas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, no que se referem à apuração do IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, não resultou em impactos tributários para a Companhia devido à opção feita pelo chamado Regime Tributário de Transição – RTT, instituído pela MP 459.

Adicionalmente, em continuidade a esse processo de convergência, deverão ser editados novos pronunciamentos contábeis – CPCs os quais podem eventualmente trazer impactos relevantes sobre o resultado das operações da Companhia, e consequentemente a base para cálculo dos dividendos. A Companhia não tem controle e não pode prever quais serão os novos pronunciamentos contábeis a serem emitidos em 2009 e nos anos seguintes.

A Companhia ressalta que as futuras demonstrações contábeis a serem elaboradas pela Companhia poderão eventualmente vir a ser alteradas de maneira relevante em decorrência de diversos pronunciamentos contábeis previstos para serem emitidos pelo CPC e normatizados pela CVM no decorrer do exercício de 2009.

Entre as principais alterações decorrentes da Lei n.º 11.638/07, destacam-se:

- substituição da demonstração das origens e aplicações de recursos pela demonstração dos fluxos de caixa;
- inclusão da demonstração do valor adicionado, aplicável para companhias de capital aberto, que demonstra o valor adicionado pela Companhia, bem como a composição da origem e alocação de tais valores;
- possibilidade de manter separadamente a escrituração das transações para atender à legislação tributária e, na sequência, os ajustes necessários para adaptação às práticas contábeis;
- criação de novo subgrupo de contas, intangível, que inclui ágio, para fins de apresentação no balanço patrimonial. Essa conta registrará os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos destinados à manutenção da Companhia ou exercidos com essa finalidade, inclusive o fundo de comércio adquirido;
- obrigatoriedade do registro no ativo Imobilizado dos direitos que tenham por objeto bens corpóreos destinados à manutenção das atividades da Companhia, inclusive os decorrentes de operações que transfiram à Companhia os benefícios, os riscos e o controle dos bens (como, por exemplo, leasing financeiro);
- modificação do conceito para valores registrados no diferido. Somente as despesas préoperacionais e os gastos de reestruturação que contribuirão, efetivamente, para o aumento do resultado de mais de um exercício social e que não configurem tão-somente uma redução de custos ou acréscimo na eficiência operacional;
- obrigatoriedade de a Companhia analisar, periodicamente, a capacidade de recuperação dos valores registrados no ativo Imobilizado, intangível e diferido, com o objetivo de assegurar que: (i) a perda por não-recuperação desses ativos é registrada como resultado de decisões para descontinuar as atividades relativas a referidos ativos ou quando há evidência de que os resultados das operações não serão suficientes para assegurar a realização de referidos ativos; e (ii) o critério utilizado para determinar a estimativa de vida útil remanescente de tais ativos com o objetivo de registrar a depreciação, amortização e exaustão é revisado e ajustado;
- requerimentos de que as aplicações em instrumentos financeiros, inclusive derivativos, sejam registradas: (i) pelo seu valor de mercado ou valor equivalente, quando se tratar de aplicações destinadas à negociação ou disponíveis para venda; e (ii) pelo valor de custo de aquisição ou valor de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais, ajustado ao valor provável de realização, quando este for inferior;
- criação de um novo subgrupo de contas, ajustes de avaliação patrimonial, no Patrimônio Líquido, para permitir o registro de determinadas avaliações de ativos a preços de mercado, principalmente instrumentos financeiros; o registro de variação cambial sobre investimentos societários no exterior avaliados pelo método de equivalência patrimonial (até 31 de dezembro de 2007 essa variação cambial era registrada no resultado do exercício); e os ajustes dos ativos e passivos a valor de mercado, em razão de fusão e incorporação ocorrida entre partes não relacionadas que estiverem vinculadas à efetiva transferência de controle;

- introdução do conceito de ajuste a valor presente para as operações ativas e passivas de longo prazo e para as relevantes de curto prazo;
- revogação da possibilidade de registrar: (i) prêmio recebido na emissão de Debêntures; e (ii) doações e subvenções para investimento (incluindo incentivos fiscais) diretamente como reservas de capital em conta de Patrimônio Líquido. Isso significa que as doações e as subvenções para investimento passarão a ser registradas no resultado do exercício. Para evitar a distribuição como dividendos, o montante das doações e subvenções poderá ser destinado, após transitar pelo resultado, para reserva de incentivos fiscais;
- eliminação da reserva de reavaliação. Os saldos existentes nas reservas de reavaliação deverão ser mantidos até sua efetiva realização ou estornados até o fim do exercício social em que a Lei entrar em vigor;
- requerimento de que os ativos e passivos da Companhia a ser incorporada, decorrentes de transações que envolvam incorporação, fusão ou cisão entre partes independentes e vinculadas à efetiva transferência de controle, sejam contabilizados pelo seu valor de mercado;
- eliminação do parâmetro de relevância para ajuste do investimento em coligadas e controladas pelo método de equivalência patrimonial (abrangência do critério de avaliação por equivalência) e substituição do parâmetro de 20% do capital social da investida para 20% do capital votante da investida.

As principais modificações previstas na lei, que refletem ajustes nas demonstrações financeiras da Companhia com vigência a partir de 2008, estão descritas a seguir:

- modificações na prática contábil para registro de instrumentos financeiros, incluindo derivativos tendo como destaque o registro ao respectivo valor justo quando atendidas determinadas condições, conforme previsto pelo CPC 14 Instrumentos Financeiros;
- introdução do conceito de arrendamento mercantil financeiro e operacional, normatizado pelo pronunciamento técnico CPC 06 Arrendamento Mercantil, incorporando também ao ativo imobilizado os bens corpóreos cujos benefícios, riscos e controle tenham sido transferidos à Companhia;
- introdução do conceito de ajuste a valor presente para as operações ativas e passivas de longo prazo e para as relevantes de curto prazo. O CPC 12 valor presente normatizou o assunto;
- a Medida Provisória n.º 449/08 extinguiu o grupo de contas de ativo diferido, permitindo que os saldos capitalizados até 31 de dezembro de 2008 fossem baixados, reclassificados ou mantidos até a sua total amortização. A partir de 2009 o diferimento de custos está proibido;
- introduziu um novo grupo de contas “Intangível” que contempla os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos destinados à manutenção da entidade ou exercidos com essa finalidade, inclusive ágios, fundos de comércio e direito de exploração de concessões. O CPC 04 Intangível normatizou o assunto;
- a Lei n.º 11.638/07 eliminou a possibilidade de reavaliação espontânea de bens, facultando as companhias a manutenção dos saldos até a sua efetiva realização ou a realização do estorno a partir de 01 de janeiro de 2008.
- a Lei substituiu a Demonstração das Origens e Aplicações dos Recursos (DOAR) pela Demonstração dos Fluxos de Caixa (DFC) e criou a obrigatoriedade de elaboração da Demonstração do Valor Adicionado (DVA). As normatizações para estas peças foram estabelecidas pelos CPC 03 Demonstração dos Fluxos de Caixa e CPC 09 Demonstração do Valor Adicionado, respectivamente; e
- a Lei também criou a obrigatoriedade da análise periódica quanto à redução do valor recuperável dos ativos. A Companhia realizou os procedimentos conforme previsto pelo CPC 01 Recuperação dos Ativos que normatizou o assunto.
- as despesas pré-operacionais e os gastos de reestruturação que contribuirão, efetivamente, para o aumento do resultado de mais de um exercício social e que não configurem tão somente uma redução de custo ou acréscimo na eficiência operacional serão classificados no ativo diferido.

Apresentação das Informações Financeiras e Políticas Contábeis Críticas

Principais Práticas Contábeis

As demonstrações contábeis foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, consubstanciadas na Lei das Sociedades por Ações, nos pronunciamentos, orientações e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, nas normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e nas normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica, definidas pelo poder concedente, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas incluídas neste Prospecto baseamo-nos em estimativas e premissas sobre assuntos inerentemente incertos, as quais consideramos razoáveis com base na nossa experiência histórica, quando necessário e baseados nas práticas contábeis e normas citadas no parágrafo anterior. A apresentação das informações financeiras da Companhia seria significativamente afetada caso fossem utilizadas estimativas diferentes ou caso as estimativas fossem alteradas em resposta a eventos futuros. Para que se possa compreender como a administração forma sua opinião com relação a eventos futuros, incluindo as variáveis e premissas subjacentes às estimativas, identificamos as seguintes principais práticas contábeis utilizadas:

Contabilização da Receita

Apesar dos clientes da Companhia serem cobrados em diferentes datas de cada mês, as receitas com as tarifas de energia elétrica a consumidores finais, incluindo consumidores residenciais, industriais, comerciais e do setor público, são registradas no mês em que a energia elétrica é efetivamente fornecida ao cliente. A receita de energia elétrica fornecida aos consumidores finais entre a data de leitura do medidor e o final de um dado mês é estimada e registrada como receita durante o mês em que a energia elétrica é fornecida ao cliente.

Imobilizado

A Companhia contabiliza o ativo imobilizado bens corpóreos destinados à manutenção das atividades da Companhia, inclusive os decorrentes de operações que transfiram os benefícios, os riscos e o controle dos bens (operações de arrendamento mercantil financeiro). Está registrado ao custo de aquisição, construção ou formação, incluindo, quando aplicáveis, juros, encargos financeiros e gastos administrativos. Os ativos Imobilizados foram corrigidos monetariamente até 31 de dezembro de 1995 e reavaliado em agosto de 2001, com revisão em maio de 2005, exceto para os grupos de automóveis, caminhões e móveis e utensílios, estão deduzidos da depreciação dos bens é calculada pelo método linear, a taxas anuais variáveis de 2% a 20%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens, conforme definição do órgão regulador. Os ativos imobilizados têm o seu valor testado, no mínimo, anualmente, caso haja indicadores de perda de valor. No ano de 2008 o ativo imobilizado foi submetido a teste de recuperabilidade. Poderemos ser obrigados a reduzir a vida útil estimada de nossas instalações de geração se perdermos um contrato de longo prazo de uma das controladas de geração e não pudermos substituí-lo por outro em condições semelhantes às existentes, e se ocorrer uma redução sustentada significativa dos preços de mercado pela energia gerada. Poderemos também reduzir a vida útil estimada de instalações de distribuição se perdermos, ou não conseguirmos renovar, um contrato de concessão de longo prazo em uma de nossas empresas de distribuição. Além disso, poderemos reduzir a vida útil estimada do ativo imobilizado afetado se incorreremos em dano patrimonial significativo ou falha mecânica significativa.

Impostos Diferidos

Registramos no ativo e passivo fiscal diferido os valores de imposto de renda (Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ) e contribuição social (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL) diferidos provenientes de diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negada na controladora e controladas. Esses créditos são mantidos nos ativos e passivo circulante e não circulante, considerando a expectativa de realização. Em atendimento à Deliberação CVM nº 273/98 e Instrução CVM nº 371/02, a Administração, com base em suas projeções de lucros tributáveis futuros, estima que os créditos tributários registrados serão integralmente realizados em até, aproximadamente, dez exercícios.

Provisão para Contingências

Os passivos contingentes decorrem de processos administrativos e/ou judiciais inerentes ao curso normal das nossas atividades. As contingências são avaliadas pelos advogados internos e externos e são quantificadas utilizando-se de critérios que permitam a sua mensuração de forma adequada. Para fins de demonstrações contábeis, para as contingências classificadas com risco de perda provável, são constituídas provisões; para as

contingências cujo risco de perda é considerado como possível, há somente divulgação dos processos e valores envolvidos, sem que seja constituída provisão; para as contingências cujo risco de perda é classificado como remoto, não há divulgação dos riscos nem constituição de provisões, conforme requerido pelas práticas contábeis adotadas no Brasil. Nossa política de provisionamento é de constituir provisões nas demonstrações contábeis pelo valor da perda estimada para as contingências tributárias, trabalhistas e cíveis. Os valores das provisões são atualizados mensalmente. Embora a avaliação de risco de processos administrativos e judiciais envolva um grau de subjetividade e imprevisibilidade em relação ao posicionamento dos órgãos julgadores sobre o mérito, acreditamos, neste momento, que esta avaliação seja razoável. Entretanto, se esta avaliação estiver incorreta, para as contingências classificadas como de risco possível e remota que sejam alteradas para risco provável, poderá afetar adversamente nossas demonstrações contábeis.

Instrumentos Financeiros

Inicialmente, as operações de swap são reconhecidas no nosso balanço patrimonial pelo valor de custo de aquisição na data em que são contratadas e são, subsequentemente, remensuradas ao seu valor justo de mercado, com as variações entre este valor e os apurados conforme os contratos firmados com as instituições financeiras registradas contra o resultado do exercício. Refere-se a contratos de derivativo com o objetivo de administrar os riscos associados às variações nas taxas cambiais de determinados passivos. Referidos contratos são contabilizados a valores de mercado, e os ganhos e perdas auferidos ou incorridos são reconhecidos no Resultado Financeiro.

Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

De acordo com as metodologias contábeis da ANEEL, a Companhia registra uma provisão para créditos de liquidação duvidosa com base nas estimativas de contas a receber que provavelmente não serão realizadas: (1) clientes residenciais que estão em atraso há mais de 90 dias; (2) clientes comerciais que estão em atraso há mais de 180 dias; e (3) clientes industriais, rurais e outros que estão em atraso há mais de 360 dias. A Companhia não constitui provisões para créditos de liquidação duvidosa com relação a vendas de energia elétrica para o setor público, uma vez que os governos estadual e municipal não podem ser declarados falidos no Brasil e acreditamos que esses governos irão, em algum momento futuro, pagar suas contas de eletricidade pendentes.

Entramos em acordo com várias entidades federais, estaduais e municipais para liquidar algumas contas a receber vencidas. Segundo esses acordos, essas entidades governamentais concordaram em pagar os saldos vencidos em parcelas ao longo do tempo. Também obtivemos precatórios que são necessários para que essas entidades governamentais solicitem a liberação de recursos no seu processo orçamentário.

A Companhia acredita que provisão para créditos de liquidação duvidosa atual foi constituída por montante considerado suficiente pela administração da Companhia para cobrir as possíveis perdas que possam ocorrer na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável.

Benefícios aos Funcionários

Os custos, as contribuições e o passivo atuarial relacionados à suplementação de aposentadoria e os outros benefícios pós-emprego são determinados anualmente e reconhecidos como obrigações e registrados com base em avaliação realizada por atuários independentes, utilizando o Método de Crédito Unitário Projetado para determinação do valor presente das obrigações, em conformidade com a Deliberação CVM 371/00. Quando os benefícios de um plano são ampliados a parcela do aumento do benefício relativo ao serviço passado de empregados é reconhecida no resultado de maneira linear durante o período médio até que os benefícios se tornem adquiridos. Se os critérios para obter estes benefícios são atendidos imediatamente, o gasto é imediatamente reconhecido no resultado.

Revisões Tarifárias

Contabilizamos a receita com base em reajustes tarifários periódicos, reajustes anuais aos quais as empresas da Companhia estão sujeitas. Os reajustes efetivos, caso o reajuste tenha sido provisório efetuado pela ANEEL no caso de uma revisão tarifária periódica podem diferir substancialmente conforme as decisões da ANEEL na determinação das tarifas. Diferenças futuras entre as estimativas da nossa administração no caso de contabilização, por exemplo do reflexo da Conta de Variações da Parcela A, e os valores finais estabelecidos pela ANEEL podem gerar outros ajustes à receita contabilizada.

Ajuste de exercícios anteriores

Tivemos que fazer alguns ajustes identificados na segunda revisão tarifária sobre as tarifas praticadas pelas controladas CEMAT e CELTINS, divulgado através de resoluções homologatórias específicas da ANEEL, relacionado ao cálculo do repasse, nas bases de cálculo das tarifas, dos custos de energia comprada (custos não gerenciáveis – parcela A). Esse fato ocorreu após a publicação das demonstrações financeiras do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007, afetando as contas contábeis patrimoniais do ativo e passivo regulatórios, custos da energia comprada e impostos sobre lucro daquele exercício.

Efeitos dos ajustes nas demonstrações consolidadas:

A Companhia teve os seguintes efeitos decorrentes dos ajustes nas demonstrações consolidadas:

- Aumento do ativo circulante no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007, pela constituição de tributos a compensar no valor de R\$20,0 milhões, referente ao recolhimento de impostos sobre lucro maior, em relação ao efetivamente realizado após os ajustes. O Ativo não circulante aumentou em R\$7,5 milhões pelos mesmos motivos.
- Redução do ativo regulatório no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007, ativo circulante e ativo não circulante, pelo estorno de R\$17,9 milhões e R\$32,6 milhões respectivamente.
- Aumento do passivo circulante no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007, pela constituição de um passivo regulatório, no valor de R\$30,8 milhões.
- Redução das participações de terceiros sobre o resultado no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007, no valor de R\$31,7 milhões, devido a Rede Energia não possuir participação total no controle acionário das referidas controladas.
- Redução do patrimônio líquido no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007, no valor de R\$22,0 milhões, resultado dos efeitos dos ajustes líquidos dos efeitos tributários e da participação acionária da Rede Energia naquelas controladas, conforme demonstrado no quadro abaixo:

	Aumento (Redução) Saldo Iniciais	
	Companhia	Consolidado
Ativo Circulante		
- Tributos e Contribuições Sociais a Compensar		20,0
- Ativos Regulatórios		(17,9)
Ativo Não Circulante		
- Tributos e Contribuições Sociais a Compensar		7,5
- Ativos Regulatórios		(32,6)
Ativo Permanente		
- Investimentos	(22,0)	
	(22,0)	(23,0)
Passivo Circulante		
- Passivos Regulatórios		30,8
Efeito na participação dos acionistas não controladores e no patrimônio líquido	(22,0)	(53,8)
Efeito no Patrimônio Líquido	(22,0)	(22,0)
Efeito na Participação dos acionistas não controladores		(31,7)
	(22,0)	(53,8)

Os ajustes afetaram ainda as demonstrações do resultado do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 da seguinte forma: (i) aumento no custo de energia comprada para revenda em R\$81,3 milhões, pois parte que havia sido diferido volta para o resultado e mais o complemento da provisão de passivos regulatórios; (ii) redução na despesa de imposto de renda de R\$27,5 milhões, pois após o ajuste os resultados reduziram, consequentemente o imposto sobre o mesmo também reduziu; (iii) redução na participação dos minoritários no valor de R\$31,7 milhões; e (iv) a redução no resultado do exercício será de R\$22,0 milhões. Já o EBITDA sofreu uma redução de R\$81,3 milhões. Conforme quadro abaixo:

CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		
Energia elétrica comprada para revenda		81,3
Resultado de participação societária	(22,0)	-
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		
Corrente		(20,0)
Diferido		(7,5)
LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS MINORITÁRIOS		
Participação minoritária nos resultados das controladas		(31,7)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		22,0
EBITDA	-	(81,3)
EBITDA Prop.	-	(33,3)

Resultados Operacionais

A discussão a seguir sobre os resultados operacionais da Companhia baseia-se nas demonstrações financeiras e informações financeiras consolidadas preparadas de acordo com Práticas Contábeis Adotadas no Brasil.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses findo em 30 de setembro de				
	(Em R\$ em milhões)			AH (%)		(Em R\$ milhões)		AH (%)
	2006	2007	2008	07/06	08/07	2008	2009	09/08
Informações da demonstração do resultado								
Receita operacional Bruta	4.775,1	5.179,7	6.075,1	8,5	17,3	4.166,1	5.605,9	34,6
Fornecimento de energia elétrica	4.614,4	4.974,9	5.798,3	7,8	16,6	3.968,7	5.348,0	34,8
Suprimento de energia elétrica	100,3	114,0	201,8	13,7	77,0	142,1	199,5	40,4
Outras receitas	60,4	90,8	75,0	50,3	(17,3)	55,3	58,4	5,6
Deduções da receita operacional	(1.874,2)	(1.879,5)	(2.079,4)	0,3	10,6	(1.460,1)	(1.854,5)	27,0
Receita operacional líquida	2.900,9	3.300,2	3.995,8	13,8	21,1	2.706,0	3.751,4	38,6
Custo da energia elétrica	(1.116,3)	(1.442,9)	(1.956,8)	29,3	35,6	(1.329,5)	(2.084,5)	56,8
Custos operacionais	(672,4)	(719,8)	(875,5)	7,0	21,6	(619,6)	(727,5)	17,4
Custo do serviço prestado a terceiros	(10,1)	(10,3)	(3,7)	2,0	(64,1)	(2,3)	(1,9)	(17,4)
Despesas operacionais	(484,2)	(424,9)	(432,1)	(12,2)	1,7	(319,5)	(379,8)	18,9
Resultado do serviço	617,8	702,3	727,7	13,7	3,6	435,2	557,8	28,2
Resultado de participações societárias	174,0	(23,5)	(20,1)	(113,5)	(14,6)	(16,4)	0,0	(100,0)
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	(491,6)	(376,3)	(186,0)	(23,5)	(50,6)	(520,8)	(488,5)	(6,2)
Outros resultados	97,1	(25,5)	(62,6)	(126,3)	145,7	(30,9)	(29,4)	(4,5)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(189,8)	(122,5)	(172,6)	(35,5)	41,0	(39,0)	34,0	187,0
Participações dos administradores	(1,2)	(4,7)	(2,1)	291,7	(55,3)	(5,9)	(5,1)	(13,6)
Participações de partes beneficiárias	(4,1)	(6,6)	(5,0)	61,0	(24,2)	(0,0)	0,0	-
Reversão dos juros sobre o capital próprio	10,4	39,2	1,5	276,9	(96,2)	0,0	0,0	-
Participação dos acionistas não controladores	(124,0)	(153,7)	(75,4)	23,9	(50,9)	(46,4)	(124,3)	167,9
Lucro (prejuízo) do exercício	88,5	28,7	205,3	(67,5)	615,7	(224,2)	(55,6)	75,2

Na discussão a seguir, as referências a aumentos ou diminuições em qualquer exercício ou período são feitas em comparação ao respectivo exercício ou período anterior, exceto quando o contexto indicar de outra forma.

Período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 34,6%, totalizando R\$5.605,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, comparados aos R\$4.166,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. O aumento de R\$1.439,8 milhões na receita operacional bruta é composto por: (i) R\$1.379,2 milhões nas receitas com o fornecimento de energia elétrica; (ii) R\$57,4 milhões no suprimento de energia elétrica para revenda; e (iii) R\$3,2 milhões em outras receitas operacionais.

Fornecimento de Energia Elétrica

A receita operacional bruta da Companhia proveniente do fornecimento de energia elétrica a consumidores finais aumentou 34,8%, totalizando R\$5.348,0 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$3.968,7 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. As principais variações foram:

- um aumento de 10,7% na venda de energia ao consumidor final pela unidade operacional CEMAT, totalizando R\$1.567,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$1.416,5 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008;
- um incremento de 19,4% na venda de energia ao consumidor final pela unidade operacional CELPA, totalizando R\$1.572,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$1.317,2 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008;
- um crescimento de 3,7% na venda de energia ao consumidor final pela unidade operacional CELTINS, totalizando R\$408,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$394,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008; e
- um aumento de 12,5% na venda de energia ao consumidor final pela unidade operacional REDE SUL/SUDESTE, totalizando R\$769,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$683,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008.

A tabela a seguir apresenta detalhes sobre a receita operacional bruta da Companhia com as vendas de eletricidade e outras receitas e o volume de vendas por categoria de cliente:

Rede Energia Consolidado	Períodos encerrados em 30 de setembro de						Variação	
	2008			2009				
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh
Residenciais	1.421,31	3.764,94	377,51	1.926,20	4.686,05	411,05	35,5%	24,5%
Industriais	834,90	2.862,53	291,66	971,64	2.977,00	326,38	16,4%	4,0%
Comerciais	941,61	2.261,19	416,42	1.246,36	2.836,14	439,46	32,4%	25,4%
Rurais	193,27	809,42	238,78	291,64	1.111,55	262,37	50,9%	37,3%
Setor Público	233,15	604,60	385,63	321,51	757,10	424,66	37,9%	25,2%
Iluminação Pública	108,84	546,29	199,24	146,59	676,99	216,52	34,7%	23,9%
Serviços Públicos	110,08	413,72	266,08	136,56	482,81	282,83	24,0%	16,7%
Consumo Próprio	-	34,03		-	39,04			
Outras Receitas	322,94	1.312,2		565,44	2.051,9		75,1%	56,3%
Receita Bruta	4.166,11	12.608,99	330,41	5.605,93	15.618,58	358,93	34,6%	23,9%

Cemat Consolidado	Períodos encerrados em 30 de setembro de						Variação	
	2008			2009				
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh
Residenciais	450,17	1.087,45	413,97	519,37	1.190,90	436,12	15,4%	9,5%
Industriais	309,93	787,69	393,47	333,77	795,09	419,79	7,7%	0,9%
Comerciais	374,05	774,96	482,67	405,85	828,47	489,88	8,5%	6,9%

Rede Energia		Períodos encerrados em 30 de setembro de							
Consolidado		2008					2009	Variação	
Rurais	104,93	413,27	253,91	126,34	453,30	278,71	20,4%	9,7%	
Setor Público	74,89	173,00	432,89	86,96	191,41	454,29	16,1%	10,6%	
Iluminação Pública	28,80	149,74	192,32	32,73	160,42	204,05	13,7%	7,1%	
Serviços Públicos	39,29	111,01	353,97	41,45	112,11	369,73	5,5%	1,0%	
Consumo Próprio	-	7,74		-	7,67				
Outras Receitas	65,39	247,43		43,79	151,48		-33,0%	(38,8)%	
Receita Bruta	1.447,46	3.752,29	385,75	1.590,26	3890,84	408,72	9,9%	3,7%	

Celpa		Períodos encerrados em 30 de setembro de							
Consolidado		2008					2009	Variação	
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)		R\$	GWh
Residenciais	513,05	1.546,64	331,72	604,63	1.572,35	384,54	17,9%	1,7%	
Industriais	235,14	893,05	263,30	247,13	847,92	291,45	5,1%	-5,1%	
Comerciais	316,45	870,47	363,54	374,61	894,62	418,74	18,4%	2,8%	
Rurais	23,86	101,55	234,96	30,57	114,57	266,82	28,1%	12,8%	
Setor Público	92,18	275,09	335,08	111,28	276,71	402,14	20,7%	0,6%	
Iluminação Pública	37,72	187,82	200,82	43,84	186,26	235,35	16,2%	-0,8%	
Serviços Públicos	34,06	160,90	211,71	38,16	158,55	240,68	12,0%	-1,5%	
Consumo Próprio	-	21,12		-	21,44				
Outras Receitas	82,52	78,80		143,28	160,54		73,6%	103,7%	
Receita Bruta	1.334,98	4.135,43	322,82	1.593,49	4.232,96	376,45	19,4%	2,3%	

ENERSUL		Períodos encerrados em 30 de setembro de							
Consolidado		2008					2009	Variação	
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)		R\$	GWh
Residenciais	0,04	80,50	0,50	359,11	797,67	450,20			
Industriais	0,01	46,43	0,22	122,84	351,01	349,96			
Comerciais	0,03	57,89	0,52	221,52	515,07	430,08			
Rurais	0,01	31,31	0,32	75,15	271,11	277,18			
Setor Público	0,01	16,31	0,61	61,15	140,40	435,55			
Iluminação Pública	0,00	14,01	0,00	31,23	131,65	237,23			
Serviços Públicos	0,00	8,75	0,00	20,33	78,24	259,88			
Consumo Próprio	-	0,56		-	5,47				
Outras Receitas	0,00			110,72	68,58				
Receita Bruta	0,10	255,74	0,39	1.002,04	2.359,19	424,74			

Celtins		Períodos encerrados em 30 de setembro de							
Consolidado		2008					2009	Variação	
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)		R\$	GWh
Residenciais	156,16	301,23	518,41	157,44	331,21	475,35	0,8%	10,0%	
Industriais	40,22	109,84	366,17	41,10	115,62	355,47	2,2%	5,3%	
Comerciais	101,71	174,51	582,83	103,82	186,46	556,79	2,1%	6,8%	
Rurais	24,43	81,22	300,77	25,90	88,79	291,72	6,0%	9,3%	
Setor Público	37,11	72,16	514,27	39,01	77,92	500,65	5,1%	8,0%	
Iluminação Pública	17,59	75,18	233,94	16,80	75,53	222,48	-4,5%	0,5%	
Serviços Públicos	10,93	32,92	332,02	10,70	33,02	324,03	-2,1%	0,3%	
Consumo Próprio	-	2,37		-	2,24				
Outras Receitas	9,08	2,28		20,72	40,76		128,2%	(94,4)%	
Receita Bruta	397,22	851,72	466,37	415,50	951,55	436,66	4,6%	11,7%	

Rede SSE Consolidado	Períodos encerrados em 30 de setembro de							Variação	
	2008			2009					
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh	
Residenciais	265,77	749,13	354,78	285,65	793,93	359,80	7,5%	6,0%	
Industriais	178,82	689,17	259,47	188,83	650,81	290,15	5,6%	-5,6%	
Comerciais	124,24	383,37	324,06	140,56	411,52	341,55	13,1%	7,3%	
Rurais	31,59	182,06	173,53	33,69	183,79	183,29	6,6%	0,9%	
Setor Público	21,17	68,04	311,12	23,11	70,65	327,09	9,2%	3,8%	
Iluminação Pública	21,35	119,55	178,59	21,98	123,14	178,50	3,0%	3,0%	
Serviços Públicos	23,43	100,14	233,94	25,91	100,89	256,83	10,6%	0,7%	
Consumo Próprio	-	2,23		-	2,22				
Outras Receitas	35,52	87,83		65,93	163,97		85,6%	86,6%	
Receita Bruta	701,89	2.381,52	294,72	785,66	2.500,92	314,15	11,9%	5,0%	

CEMAT

A receita operacional bruta de vendas de energia elétrica para consumidores pela nossa unidade operacional CEMAT aumentou aproximadamente 10,7% ou R\$ 151,3 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, comparado ao mesmo período do ano anterior principalmente em razão de:

- um aumento de 15,4% nas vendas de energia elétrica para consumidores residenciais, principalmente em razão do aumento de 9,5% do volume de eletricidade consumido por consumidores residenciais para 1.190,9GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 1.087,4 GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a um aumento de 5% do número de consumidores residenciais para 760,7 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 724,7 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, basicamente decorrente do aumento vegetativo do mercado aliado ao aumento de 5,3% na tarifa média paga por consumidores residenciais;
- um aumento de 7,7% nas vendas de energia elétrica para consumidores industriais, principalmente em razão do aumento de 1% do volume de eletricidade consumido por consumidores industriais para 795,1GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 787,7GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a um aumento de 6,4% do número de consumidores industriais para 15,3 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 14,4 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, basicamente devido ao aumento de 6,7% na tarifa média paga por consumidores industriais
- um aumento de 8,5% nas vendas de energia elétrica para consumidores comerciais, principalmente em razão do aumento de 7% do volume de eletricidade consumido por consumidores comerciais para 828,5 GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 775,0GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a um aumento de 1,7% do número de consumidores comerciais para 76,5 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 75,2 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, decorrente do aumento de 1,5% na tarifa média paga por consumidores comerciais.

CELPA

A receita operacional bruta de vendas de energia elétrica para consumidores finais pela nossa unidade operacional CELPA aumentou 19,4% ou R\$ 255,7 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, comparado ao mesmo período do ano anterior, principalmente em razão da revisão tarifária periódica:

- Aumento de 17,9% nas vendas de energia elétrica para consumidores residenciais, principalmente decorrente do aumento de 15,9% na tarifa média paga por consumidores residenciais devido a revisão tarifária periódica; aumento de 2 % do volume de eletricidade consumido por consumidores residenciais para 1.572,3 GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 1.546,6 GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a um aumento de 5,7% do número de consumidores residenciais para 1.363,8 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 1.290,3 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008;

- Aumento de 5,1% nas vendas de energia elétrica para consumidores industriais, principalmente decorrente do aumento de 10,7% na tarifa média paga por consumidores industriais devido a revisão tarifária periódica; apesar da redução de 5% do volume de eletricidade consumido por consumidores industriais para 847,9GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 893,1GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a redução de 5,0% do número de consumidores industriais para 3,8mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 4,0 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008;
- Aumento de 18,4% nas vendas de energia elétrica para consumidores comerciais, em razão do aumento de 15,2% na tarifa média paga por consumidores comerciais, principalmente decorrente da revisão tarifária periódica; apesar do aumento de 3% do volume de eletricidade consumido por consumidores comerciais para 894,6GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 870,5GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a um aumento de 2,9% do número de consumidores comerciais para 130,9 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 127,2 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008.

CELTINS

A receita operacional bruta de vendas de energia elétrica para consumidores finais pela nossa unidade operacional CELTINS aumentou 3,7% ou R\$14,7 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, principalmente em razão de:

- um aumento de 0,8% nas vendas de energia elétrica para consumidores residenciais, principalmente em razão do aumento de 10% do volume de eletricidade consumido por consumidores residenciais para 331,2GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 301,2 GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a um aumento de 5,8% do número de consumidores residenciais para 321,0 no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 303,6 no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, basicamente decorrente do crescimento vegetativo e programas de universalização e redução de 8,3% na tarifa média paga por consumidores residenciais;
- um aumento de 2,2% nas vendas de energia elétrica para consumidores industriais, principalmente em razão do aumento de 5% do volume de eletricidade consumido por consumidores industriais para 115,9GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 109,8GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a uma redução de 4,3% do número de consumidores industriais para 2,2 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 2,3 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, por conta do bom desempenho das indústrias de transformação, e redução de 2,9% na tarifa média paga por consumidores industriais; e
- um aumento de 2,1% nas vendas de energia elétrica para consumidores comerciais, principalmente em razão do aumento de 6,8% do volume de eletricidade consumido por consumidores comerciais para 186,4GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 174,5GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a uma redução de 0,2% do número de consumidores comerciais para 30,8 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 30,9 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, em atendimento à demanda de comércio e prestação de serviços à população do Estado do Tocantins e redução de 4,5% na tarifa média paga por consumidores comerciais.

REDE SUL / SUDESTE

A receita operacional bruta de vendas de energia elétrica para consumidores finais pela unidade operacional REDE SUL / SUDESTE aumentou 12,5% ou R\$85,6 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, principalmente em razão de:

- um aumento de 7,5% nas vendas de energia elétrica para consumidores residenciais, principalmente em razão do aumento de 6% do volume de eletricidade consumido por consumidores residenciais para 793,9GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 749,1GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a um aumento de 2,1% do número de consumidores residenciais para 520,7 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009

comparado com 510,1 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, basicamente decorrente do aumento vegetativo da população, e redução de 1,4% na tarifa média paga por consumidores residenciais;

- um aumento de 5,6% nas vendas de energia elétrica para consumidores industriais em virtude da revisão tarifária, houve uma redução de -6% o volume de eletricidade consumido por consumidores industriais para 650,8GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 689,1GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, houve um aumento de 12,3% do número de consumidores industriais para 11 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 9,8 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008,
- um aumento de 13,1% nas vendas de energia elétrica para consumidores comerciais, principalmente em razão do aumento de 7% do volume de eletricidade consumido por consumidores comerciais para 411,5GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de 383,3GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido a um aumento de 1,8% do número de consumidores comerciais para 50,0 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 49,1 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, decorrente um aumento de 5,4% na tarifa média paga por consumidores comerciais.

Suprimento de Energia Elétrica Para Revenda

A receita operacional bruta da Companhia proveniente do fornecimento de energia elétrica a agentes para revenda aumentou 34,6%, totalizando R\$5.605,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, comparados aos R\$4.166,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008.

Outras Receitas Operacionais

As receitas com aluguéis de postes da Companhia, suprimentos, serviços taxados, entre outros, também denominadas como outras receitas operacionais, aumentaram 5,6%, totalizando R\$58,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$55,3 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008.

Deduções da Receita Operacional

As deduções da receita operacional da Companhia, compostas por impostos e taxas como ICMS, PIS, COFINS, ISS, CCC, CDE, FNDCT, RGR, entre outros, aumentaram 27,0%, totalizando R\$1.854,5 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$1.460,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, as deduções da receita operacional representaram 33,1% da receita operacional bruta da Companhia, em comparação aos 35% no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008.

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida da Companhia aumentou por 38,6% para R\$3.751,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 de R\$2.706,0 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008.

Custo dos Serviços de Energia Elétrica

O custo dos serviços de energia elétrica aumentou 58,8%, totalizando R\$2.084,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$1.329,5 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. O percentual dos custos dos serviços de energia elétrica sobre a receita operacional líquida aumentou para 55,6% no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, comparado ao percentual de 49,1% no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, basicamente decorrente da elevação do custo médio da energia comprada, sendo que em 30 de setembro de 2009 foi de R\$95,77/MWh contra R\$74,18/MWh em 30 de setembro de 2008.

Custo de Energia Comprada para Revenda

Os custos com a compra de eletricidade para revenda aumentaram 33,9%, totalizando R\$1.761,7 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$1.163,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, resultante, principalmente, de:

- reajustes tarifários a partir de abril de 2008 na energia elétrica adquirida pelas controladas distribuidoras;
- o volume de eletricidade comprada contratual em 18.739,9 GWh no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009. Já para 30 de setembro de 2008 o valor contratual foi de 15.683,7 GWh.

Encargos da Transmissão de Energia Elétrica

Os custos relacionados aos encargos do uso da rede de transmissão aumentaram 74,5%, totalizando R\$289,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$166,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. Essa variação ocorreu, principalmente, devido ao aumento dos custos para a operação da rede básica.

Custos Operacionais

Os custos operacionais da Companhia aumentaram 17,4%, totalizando R\$727,5 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$619,6 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. O percentual correspondente aos custos operacionais sobre a receita operacional líquida reduziu para 19,4% no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 contra 22,9% no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. Tal redução está associada principalmente ao aumento da receita líquida:

- Ocorreu um aumento de 30,7% nos custos relacionados ao pessoal, totalizando R\$165,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado aos R\$126,3 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido ao acréscimo da receita, à necessidade de novas contratações, bem como ao dissídio salarial da categoria; e
- Ocorreu um aumento de 18,5% em serviços de terceiros, totalizando R\$240,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$203,2 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, a necessidade de contratação de serviços para atender ao crescimento da receita.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais da Companhia aumentaram em 18,9%, totalizando R\$379,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$319,5 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. O percentual correspondente às despesas operacionais sobre a receita operacional líquida diminuiu para 10,1% no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 em relação a 11,8% no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008.

As despesas operacionais da Companhia reduziram em razão de:

- aumento de 7,3% nas despesas com vendas, totalizando R\$124,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$115,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, especialmente devido ao crescimento da receita de faturamento de energia.
- aumento de 38,0% nas despesas gerais e administrativas, totalizando R\$253,6 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$183,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008 especialmente devido ao crescimento da receita de faturamento de energia.

Resultado do Serviço

O resultado do serviço aumentou 28,2% totalizando R\$557,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 em relação aos R\$435,2 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido às alterações discutidas acima.

Receita (despesa) Financeira Líquida

O resultado financeiro líquido diminuiu 6,2%, totalizando R\$488,5 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 em relação aos R\$520,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. Essa redução de R\$32,3 milhões é resultante principalmente de:

- aumento de 36,0% nos encargos de dívidas e variação monetária, totalizando R\$428,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$315,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, basicamente devido à e renegociação com alongamento de empréstimos pelas controladas e coligadas;
- aumento de 890,6% em outras despesas financeiras, totalizando R\$925,2 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$93,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008 essa variação é devido ao ajuste da marcação a fair value do bônus perpetuo em R\$ 540,2 mil, perda nas operações de SWAP em R\$ 44,6 mil das controladas CELPA e CEMAT; e
- aumento da receita financeira de 399,1%, totalizando R\$1.101,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$220,6 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido principalmente a dois fatores, (i) ganhos decorrentes de encargos financeiros do novo parcelamento Lei 11.941/09, e (ii) ganho de variação cambial em empréstimos de moeda estrangeira, em virtude da queda no dólar.

Outros Resultados

O resultado não operacional da Companhia caiu 4,5%, totalizando R\$29,5 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$30,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, especialmente devido a redução de perdas na alienação de bens e direitos.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O imposto de renda e a contribuição social corresponderam a uma despesa de R\$34,0 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 em relação a R\$39,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, devido principalmente à contabilização de crédito diferido no valor de R\$60,2 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009.

Participação de Acionistas Não Controladores

A participação de acionistas minoritários representou uma despesa de R\$124,3 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados a R\$46,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008, em consequência do resultado líquido da CEMAT e CELPA.

Lucro (Prejuízo) Líquido

O prejuízo líquido da Companhia decresceu 75,2%, totalizando R\$55,6 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$224,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. Como percentual da receita operacional líquida da Companhia, o prejuízo líquido foi de 1,5% no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparado com 8,3% no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008.

EBITDA

O EBITDA da Companhia aumentou 24,3%, totalizando R\$853,5 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 comparados aos R\$686,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2008. A margem EBITDA nesse mesmo período passou de 22,8% para 25,4%, em decorrência dos itens mencionados acima (Receita (despesa) Financeira Líquida, Custos Operacionais e Despesas Operacionais).

Consolidado	Período de nove meses findo em 30 de setembro de	
	2008	2009
EBITDA (Valores em R\$ milhões)		
Lucro (prejuízo) de acordo com as normas contábeis	-224,2	-55,6
Participações dos Acionistas Não Controladores	46,4	124,3
Participação dos Acionistas	5,9	5,1
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	0,0	0,0
Provisão de Impostos	39,0	-34,0
Resultado Não Operacional	30,9	29,4
Resultado Financeiro	520,8	488,5
Resultado de Participações Societárias	16,4	0,0
Depreciação e Amortização	251,6	295,8
EBITDA	686,8	853,5
Margem Ebitda (%)	25,4%	22,8%

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 17,3%, totalizando R\$6.075,1 milhões em 2008 comparados aos R\$5.179,7 milhões em 2007. O aumento de R\$895,4 milhões na receita operacional bruta é composto por: (i) R\$823,4 milhões nas receitas com o fornecimento de energia elétrica a consumidores finais; (ii) R\$87,8 milhões com suprimento de energia elétrica para revenda; e (iii) redução de R\$15,8 milhões em outras receitas.

Fornecimento de Energia Elétrica

A receita operacional bruta da Companhia proveniente do fornecimento de energia elétrica a consumidores finais aumentou 16,6%, totalizando R\$5.798,3 milhões em 2008, comparado aos R\$4.974,9 milhões em 2007. As principais razões foram:

- um aumento de 7,6% na venda de energia para os consumidores finais pelo segmento operacional CEMAT de R\$1.819,8 milhões em 31 de dezembro de 2007 para R\$1.957,5 milhões em 31 de dezembro de 2008;
- um aumento de 10,0% na venda de energia para os consumidores finais pelo segmento operacional CELPA de R\$1.700,4 milhões em 31 de dezembro de 2007, para R\$1.870,0 milhões em 31 de dezembro de 2008;
- Entrada da ENERSUL a partir de 1º de setembro, agregando R\$451,4 milhões ao resultado de 2008;
- um aumento de 6,3% na venda de energia para os consumidores finais pelo segmento operacional CELTINS de R\$505,4 milhões em 31 de dezembro de 2007, para R\$537,2 milhões em 31 de dezembro de 2008; e
- um aumento de 11,9% na venda de energia para os consumidores finais pelo segmento operacional REDE SUL/SUDESTE de R\$475,7 milhões em 31 de dezembro de 2007, para R\$532,5 milhões em 31 de dezembro de 2008.

As tabelas a seguir apresentam detalhes sobre a receita operacional bruta da Companhia com as vendas de eletricidade e outras receitas e o volume de vendas por categoria de cliente:

Rede Energia			Exercícios encerrados em 31 de dezembro de					
Consolidado	2007			2008			Variação	
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh
Residenciais	1.848,0	4.738,2	390,02	2.080,2	5.384,3	386,34	12,6%	13,6%
Industriais	978,2	3.501,4	279,37	1.156,5	3.897,5	296,73	18,2%	11,3%
Comerciais	1.194,5	2.821,7	423,33	1.370,0	3.248,2	421,76	14,7%	15,1%
Rurais	235,8	941,3	250,50	285,5	1.181,7	241,59	21,1%	25,5%
Setor Público	305,7	774,0	394,96	349,7	886,0	394,70	14,4%	14,5%
Iluminação Pública	140,3	682,1	205,69	155,9	768,3	202,98	11,1%	12,6%
Serviços Públicos	143,9	535,6	268,67	155,6	581,4	267,63	8,2%	8,6%
Consumo Próprio	-	44,2		-	48,0			8,7%
Outras Receitas	333,3	924,3		521,7	1.861,1		56,5%	101,3%
Receita Operacional Bruta	5.179,7	14.962,8	346,17	6.075,1	17.856,6	340,22	17,3%	19,3%

CEMAT	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de							
	2007			2008			Variação	
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh
Residenciais	581,9	1.415,7	411,05	626,4	1.505,6	416,05	7,7%	6,4%
Industriais	370,8	899,1	412,45	411,9	1.057,2	389,61	11,1%	17,6%
Comerciais	477,1	978,8	487,41	506,3	1.054,0	480,38	6,1%	7,7%
Rurais	133,7	490,7	272,47	141,6	557,7	253,89	5,9%	13,7%
Setor Público	98,5	222,3	443,09	104,6	244,7	427,46	6,2%	10,1%
Iluminação Pública	35,1	184,7	190,04	38,8	201,5	192,56	10,4%	9,1%
Serviços Públicos	51,9	145,3	357,19	52,8	150,7	350,36	1,7%	3,8%
Consumo Próprio	-	10,5		-	10,5			0,0%
Outras Receitas	81,2			115,1	301,5		41,7%	0,0%
Receita Operacional Bruta	1.830,2	4.347,1	421,03	1.997,4	5.083,4	392,93	9,1%	16,9%

CELPA	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de							
	2007			2008			Variação	
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh
Residenciais	686,5	1.944,5	353,05	733,1	2.107,8	347,80	6,8%	8,4%
Industriais	295,5	1.081,9	273,13	327,4	1.198,7	273,13	10,8%	10,8%
Comerciais	424,0	1.125,9	376,59	452,4	1.193,6	379,02	6,7%	6,0%
Rurais	29,7	112,8	263,30	34,9	142,0	245,77	17,5%	25,9%
Setor Público	130,3	366,6	355,43	134,3	381,4	352,12	3,1%	4,0%
Iluminação Pública	53,9	246,4	218,75	52,7	250,9	210,04	-2,2%	1,8%
Serviços Públicos	47,0	211,7	222,01	47,3	216,0	218,98	0,6%	2,0%
Consumo Próprio	-	27,4		-	28,7			4,7%
Outras Receitas	88,4	98,9		115,4	157,6		30,7%	
Receita Operacional Bruta	1.755,2	5.216,1	336,50	1.897,4	5.676,5	334,26	8,1%	8,8%
CELTINS	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de							
	2007			2008			Variação	
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh
Residenciais	207,8	392,2	529,83	211,4	414,4	510,13	1,7%	5,7%
Industriais	45,5	125,7	361,97	52,5	141,0	372,34	15,4%	12,2%
Comerciais	127,2	224,0	567,85	139,1	239,8	580,06	9,4%	7,1%
Rurais	27,6	90,8	303,96	32,2	105,8	304,34	16,7%	16,5%
Setor Público	47,5	94,7	501,58	51,5	100,4	512,95	8,4%	6,0%
Iluminação Pública	21,6	95,0	227,36	23,2	100,3	231,31	7,4%	5,6%
Serviços Públicos	13,4	42,4	316,03	14,7	44,2	332,58	9,7%	4,2%
Consumo Próprio	-	3,2		-	3,2			0,0%
Outras Receitas	20,6	15,8		16,9	5,2		(17,6)%	(67,0)%
Receita Operacional Bruta	511,1	1.083,8	471,58	541,5	1.154,3	469,12	5,9%	6,5%

REDESUL/ SUDESTE	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de							
	2007			2008			Variação	
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh
Residenciais	371,8	985,8	377,16	352,8	1.011,6	348,75	-5,1%	2,6%
Industriais	199,0	768,1	259,08	239,9	917,5	261,47	20,6%	19,5%
Comerciais	166,2	492,9	337,19	168,2	524,9	320,44	1,2%	6,5%
Rurais	44,9	247,1	181,71	43,1	252,2	170,90	-4,0%	2,1%
Setor Público	29,5	90,3	326,69	28,0	93,0	301,08	(5,1)%	3,0%
Iluminação Pública	29,6	156,0	189,74	27,8	160,1	173,64	-6,1%	2,6%
Serviços Públicos	31,6	136,2	232,01	31,5	135,3	232,82	-0,3%	-0,7%
Consumo Próprio	-	3,1		-	3,0			(3,2)%
Outras Receitas	35,5	106,7		54,4	152,2		53,2%	42,6%
Receita Operacional Bruta	908,2	2.986,2	304,1	945,8	3.249,9	291,0	4,1%	8,8%

CEMAT

A receita bruta operacional de venda de energia elétrica para consumidores finais pela unidade operacional CEMAT aumentou 7,6% ou R\$137,7 milhões em 2008, principalmente devido a:

- um aumento de 7,7% na venda de energia elétrica para consumidores residenciais, devido a um aumento de 6,4% no volume de energia vendido de 1.505,6 GWh em 2008 comparado a 1.416 GWh em 2007 devido a um aumento de 6,1 % no numero de consumidores residenciais de aproximadamente 692.801 consumidores em 31 de dezembro de 2007 para 735.078 consumidores em 31 de dezembro de 2008. Estes aumentos aconteceram principalmente devido ao aumento de emprego, que resultou em um aumento do consumo familiar, e a um aumento de 1,2% na tarifa média paga pelos consumidores residenciais; e
- um aumento de 11,1% na venda de energia elétrica para consumidores industriais, devido a um aumento de 17,6% no volume de energia vendido de 1.057,2 GWh em 2008 comparado a 899 GWh em 2007 devido a um aumento de 7,3% no numero de consumidores industriais de aproximadamente 13.559 consumidores em 31 de dezembro de 2007 para aproximadamente 14.546 consumidores em 31 de dezembro de 2008. Estes aumentos aconteceram principalmente devido à retomada das principais atividades econômicas do estado ligadas ao agronegócio e impulsionados pelo nível de preços internacionais das principais commodities agrícolas.

CELPA

A receita bruta operacional de venda de energia elétrica para consumidores finais pela unidade operacional CELPA aumentou 10,0% ou R\$169,6 milhões em 2008, principalmente devido a:

- um aumento de 6,8% na venda de energia elétrica para consumidores residenciais, devido a um aumento de 8,4% no volume de energia vendido de 2.107,8 GWh em 2008 comparado a 1.945 GWh em 2007 devido a de um aumento de 2,6% no numero de consumidores residenciais de aproximadamente de 1.270.590 consumidores em 31 de dezembro de 2007 para aproximadamente 1.303.789 consumidores em 31 de dezembro de 2008. Estes aumentos aconteceram principalmente devido ao crescimento vegetativo dos consumidores residenciais;
- um aumento de 10,8% na venda de energia elétrica para consumidores industriais, devido ao aumento de 10,8% no volume de energia vendida, que passou de 1.082 GWh em 2007 para 1.199 GWh em 2008,

em razão do aumento do número de consumidores, que passou de 4.037 em 2007 para 3.903 em 2008, representando um incremento de 134 consumidores; e

- um aumento de 6,7% na venda de energia elétrica para consumidores comerciais, devido a um aumento de 6,0% no volume de energia vendido de 1.193 GWh em 2008 comparado a 1.125 GWh em 2007 devido a um aumento de 1,0% no número de consumidores comerciais de aproximadamente 126.335 consumidores em 31 de dezembro de 2007 para aproximadamente 127.544 consumidores em 31 de dezembro de 2008.

CELTINS

A receita bruta operacional de venda de energia elétrica para consumidores finais pela unidade operacional CELTINS aumentou 6,3% ou R\$31,8 milhões em 2008, principalmente devido a:

- um aumento de 15,5% na venda de energia elétrica para consumidores industriais, devido a um aumento de 12,1% no volume de energia vendido, passando de 126 GWh em 2007 para 141 GWh em 2008 devido a um aumento de 0,8% no número de consumidores industriais de aproximadamente 2.312 consumidores em 31 de dezembro de 2007 para aproximadamente 2.330 consumidores em 31 de dezembro de 2008. Esses aumentos aconteceram principalmente devido ao crescimento das atividades relacionadas aos setores alimentícios e extração de minerais não-metálicos, bem como aumento de 12,2% na tarifa média paga pelos consumidores industriais; e
- um aumento de 9,3% na venda de energia elétrica para consumidores comerciais, devido ao aumento de 7,1% no volume de energia vendida, que passou de 224 GWh em 2007 para 240 GWh em 2008, em razão do aumento do número de consumidores, que passou de 29.799 em 2007 para 30.388 em 2008, representando um incremento de 589 consumidores. O desempenho da classe comercial está estritamente relacionado ao aumento de 5,7% na classe residencial, bem como ao crescimento econômico da região e consequente aumento do poder de compra.

REDE SUL/SUDESTE

A receita bruta operacional de venda de energia elétrica para consumidores finais pela unidade operacional REDE SUL/SUDESTE aumentou 11,9% ou R\$56,8 milhões em 2008, principalmente devido a:

- um aumento de 20,6% na venda de energia elétrica para consumidores industriais, devido a um aumento de 19,5% no volume de energia vendido, passando de 768 GWh em 2007 para 918 GWh em 2008 devido a um aumento de 14,9% no número de consumidores industriais de aproximadamente 8.751 consumidores em 31 de dezembro de 2007 para aproximadamente 10.052 consumidores em 31 de dezembro de 2008. Esses aumentos aconteceram principalmente devido à expansão da indústria alimentícia e um aumento de 0,9% na tarifa média paga pelos consumidores industriais.
- um aumento de 1,2% na venda de energia elétrica para consumidores comerciais, devido a um aumento de 6,5% no volume de energia vendido, passando de 493 GWh em 2007 para 525 GWh em 2008 devido a um aumento de 2,6% no número de consumidores comerciais de aproximadamente 48.112 consumidores em 31 de dezembro de 2007 para aproximadamente 49.379 consumidores em 31 de dezembro de 2008. Esses aumentos aconteceram principalmente pela evolução do comércio varejista na região, compensado por um decréscimo de 4,9% na tarifa média paga pelos consumidores comerciais.

Suprimento de Energia Elétrica Para Revenda

A receita operacional bruta da Companhia proveniente do fornecimento de energia elétrica a agentes para revenda aumentou 77,0%, totalizando R\$201,8 milhões em 2008 comparados a R\$114,0 milhões em 2007, principalmente devido à migração de clientes cativos para livres, que passaram a ser supridos pela REDECOM.

Outras Receitas Operacionais

Outras receitas operacionais da Companhia reduziram 17,4%, totalizando R\$75,0 milhões em 2008 comparados a R\$90,8 milhões em 2007. Essa redução está associada principalmente ao decréscimo dos aluguéis dos postes para as empresas de telefonia e convênios de recebimento de faturas de energia com diversas associações.

Deduções da Receita Operacional

As deduções da receita operacional, compostas por impostos e taxas como ICMS, PIS, COFINS, ISS, CCC, CDE, FNDCT, RGR, entre outros, aumentaram 10,6%, totalizando R\$2.079,4 milhões em 2008 comparados a R\$1.879,5 milhões em 2007 em razão do aumento da receita. Em 2008, as deduções da receita operacional representaram 34,2% da receita operacional bruta da Companhia, em comparação aos 36,3% em 2007.

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida da Companhia aumentou 21,1%, totalizando R\$3.995,7 milhões em 2008 comparados a R\$3.300,2 milhões em 2007, em razão do exposto acima.

Custo dos Serviços de Energia Elétrica

O custo dos serviços de energia elétrica aumentou 35,6%, totalizando R\$1.956,7 milhões em 2008 comparados a R\$1.442,9 milhões em 2007. O percentual dos custos dos serviços de energia elétrica sobre a receita operacional líquida aumentou para 49,0% em 2008 comparado a 43,7% em 2007, basicamente decorrente do aumento em 35,1% nos custos de energia elétrica comprada para revenda.

Custo de Eletricidade Comprada para Revenda

Os custos com a compra de eletricidade para revenda aumentaram 35,1%, totalizando R\$1.733,8 milhões em 2008 comparados a R\$1.283,5 milhões em 2007, como resultado, principalmente, de:

- uma redução de 5,4% nas tarifas médias pagas pela eletricidade, que passaram de R\$85,90 por MWh em 2007 para R\$81,51 por MWh em 2008; e
- um aumento no volume de eletricidade comprada para 21.272 GWh em 2008 contra 14.941 GWh em 2007.

Encargos da Transmissão de Energia Elétrica

Os custos relacionados aos encargos do uso da rede de distribuição aumentaram 39,8%, totalizando R\$222,9 milhões em 2008 comparados a R\$159,4 milhões em 2007 em razão do aumento no volume de energia comprada.

Custos Operacionais

Os custos operacionais da Companhia aumentaram 21,6%, totalizando R\$875,5 milhões em 2008 comparados a R\$719,8 milhões em 2007. O percentual correspondente aos custos operacionais sobre a receita operacional líquida manteve-se estável em 21,9% em 2008 contra 21,8% em 2007.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais da Companhia aumentaram 1,7%, totalizando R\$432,1 milhões em 2008 comparados a R\$424,9 milhões em 2007. O percentual correspondente às despesas operacionais sobre a receita operacional líquida diminuiu para 10,8% em 2008 em relação a 12,9% em 2007.

As despesas da Companhia aumentaram principalmente devido às despesas gerais e administrativas que registraram incremento de 13,7% ou R\$32,6 milhões em relação aos R\$237,1 milhões em 2007. Esse aumento foi compensado pela redução de 11,3% nas despesas com vendas, que passaram de R\$162,6 milhões em 2007 para R\$144,2 milhões em 2008.

Resultado do Serviço

O resultado do serviço subiu 3,6% totalizando R\$727,7 milhões em 2008 em relação aos R\$702,3 milhões em 2007, devido às alterações discutidas acima.

Receita (despesa) Financeira Líquida

As despesas financeiras líquidas da Companhia caíram 50,6%, totalizando R\$186,0 milhões em 2008 em relação aos R\$376,4 milhões em 2007, o que representou 4,7% da receita operacional líquida. Essa queda de R\$190,4 milhões é resultante principalmente do aumento das receitas financeiras em 171,1%, influenciada positivamente pelo ganho decorrente da marcação a mercado dos bônus perpétuos, em concordância à Lei 11.638/07.

Outros Resultados

A despesa da Companhia aumentou 145,5%, totalizando R\$62,6 milhões em 2008 comparados a R\$25,5 milhões em 2007, principalmente devido a consolidação da ENERSUL, que agregou R\$27,4 milhões à rubrica despesas não operacionais, o que representou 1,6% da receita operacional líquida.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O imposto de renda e a contribuição social aumentaram 41,1%, totalizando R\$172,7 milhões em 2008 comparados a R\$122,4 milhões em 2007, devido ao aumento do lucro líquido em 2008, o que representou 4,3% da receita operacional líquida.

Participação de Acionistas Não Controladores

A participação de acionistas minoritários reduziu 50,9%, totalizando R\$75,4 milhões em 2008 comparados aos R\$153,7 milhões em 2007, principalmente devido à permuta de participações societárias na REDE LAJEADO e INVESTCO por participações societárias na ENERSUL. Com a ENERSUL a Companhia passou a deter 100% da participação do ativo, o que não ocorria com a REDE LAJEADO/INVESTCO, o que representou 1,9% da receita operacional líquida.

Lucro líquido

O lucro líquido da Companhia aumentou 615,3%, totalizando R\$205,3 milhões em 2008 comparados aos R\$28,7 milhões em 2007, o que representou 5,1% da receita operacional líquida. Esse aumento é resultado de todos os itens anteriormente discutidos.

EBITDA

O EBITDA da Companhia aumentou 4,2%, totalizando R\$1.068,8 milhões em 2008 comparados aos R\$1.026,1 milhões em 2007. A margem EBITDA passou de 31,1% em 2007 para 26,8% em 2008. Essa redução de margem foi principalmente devida à permuta de participações societárias na REDE LAJEADO e INVESTCO por participações societárias na ENERSUL, uma vez que: a margem EBITDA da distribuição é significativamente menor que a margem da geração.

Consolidado	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2007	2008
EBITDA		
Lucro / prejuízo líquido do período	28,7	205,3
Participação dos acionistas não controladores	153,7	75,4
Reversão dos juros sobre o capital próprio	(39,2)	-1,5
Participações administradores e partes beneficiárias	11,3	7,1
Provisão para IR e Contribuição Social	122,5	172,6
Outros Resultados	25,5	62,6
Resultado financeiro	376,3	186,0
Resultado de participações societárias	23,5	20,1
Depreciação e amortização	323,8	341,2
EBITDA	1.026,1	1.068,8
Margem EBITDA %	31,1%	26,8%

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2006.

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou 8,5%, totalizando R\$5.179,7 milhões em 2007 comparados aos R\$4.775,1 milhões em 2006. O aumento de R\$404,6 milhões na receita operacional bruta é composto por: (i)

R\$360,5 milhões nas receitas com o fornecimento de energia elétrica a consumidores finais; (ii) R\$13,7 milhões com suprimento de energia elétrica para revenda; e (iii) R\$30,4 milhões em outras receitas.

Fornecimento de Energia Elétrica

A receita operacional bruta da Companhia proveniente do fornecimento de energia elétrica a consumidores finais aumentou 7,8%, totalizando R\$4.974,9 milhões em 2007 comparados aos R\$4.614,4 milhões em 2006. As principais razões foram:

- um aumento de 14,7% na venda de energia para os consumidores finais pelo segmento operacional CEMAT de R\$1.586,8 milhões em 31 de dezembro de 2006, para R\$1.819,8 milhões em 31 de dezembro de 2007;
- um aumento de 1,5% na venda de energia para os consumidores finais pelo segmento operacional CELPA de R\$1.674,5 milhões em 31 de dezembro de 2006, para R\$1.700,4 milhões em 31 de dezembro de 2007;
- um aumento de 12,0% na venda de energia para os consumidores finais pelo segmento operacional CELTINS de R\$451,2 milhões em 31 de dezembro de 2006, para R\$505,4 milhões em 31 de dezembro de 2007;
- um aumento de 4,6% na venda de energia para os consumidores finais pelo segmento operacional REDE SUL/SUDESTE de R\$843,4 milhões em 31 de dezembro de 2006, para R\$881,8 milhões em 31 de dezembro de 2007; e
- um aumento de 15,4% na venda de energia para os consumidores finais pelo segmento operacional REDECOM de R\$58,4 milhões em 31 de dezembro de 2006, para R\$67,4 milhões em 31 de dezembro de 2007.

A tabela a seguir apresenta detalhes sobre a receita operacional bruta da Companhia com as vendas de eletricidade e o volume de vendas por categoria de cliente:

Rede Energia		Exercícios encerrados em 31 de dezembro de						
Consolidado	2006			2007			Variação	
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh
Residenciais	1.727,0	4.431,0	389,75	1.848,0	4.738,2	390,0	7,0%	6,9%
Industriais	853,1	3.244,2	262,93	978,2	3.501,4	279,37	14,7%	7,9%
Comerciais	1.104,6	2.625,1	420,78	1.194,5	2.821,7	423,33	8,1%	7,5%
Rurais	195,0	809,6	240,86	235,8	941,3	250,50	20,9%	16,3%
Setor Público	281,4	726,5	387,34	305,7	774,0	395,96	8,6%	6,5%
Iluminação Pública	137,7	677,9	203,13	140,3	682,1	205,69	1,9%	0,6%
Serviços Públicos	133,7	521,3	256,47	143,9	535,6	268,67	7,6%	2,7%
Consumo Próprio	-	45,5	-	-	44,2	-	-	-2,9%
Outras Receitas	342,6	835,1	-	333,3	924,3	-	(2,7)%	-
Receita Operacional Bruta	4.775,1	13.916,2	343,13	5.179,7	14.962,8	346,17	8,5%	7,3%

CEMAT		Exercícios encerrados em 31 de dezembro de						Variação	
		2006		2007					
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh	
Residenciais	530,1	1.336,4	396,7	581,9	1.415,7	411,03	9,8%	5,9%	
Industriais	294,7	764,9	385,3	370,8	899,1	412,41	25,8%	17,5%	
Comerciais	427,1	918,4	465,0	477,1	978,8	487,43	11,7%	6,6%	
Rurais	107,2	415,8	257,8	133,7	490,7	272,47	24,7%	18,0%	
Setor Público	88,1	210,1	419,3	98,5	222,3	443,09	11,8%	5,8%	
Iluminação Pública	33,8	183,3	184,4	35,1	184,7	190,04	3,8%	0,8%	
Serviços Públicos	46,6	141,2	330,0	51,9	145,3	357,19	11,4%	2,9%	
Consumo Próprio	-	11,9	-	-	10,5	-	-	-11,8%	
Outras Receitas	127,8	702,7	-	81,2	-	-	-36,5%	-	
Receita Operacional Bruta	1.655,4	4.684,7	353,4	1.830,2	4.347,1	421,0	10,6%	(7,2)%	
CELPA		Exercícios encerrados em 31 de dezembro de						Variação	
		2006		2007					
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh	
Residenciais	674,7	1.806,0	373,59	686,5	1.944,5	353,05	1,7%	7,7%	
Industriais	280,8	987,7	284,30	295,5	1.081,9	273,13	5,2%	9,5%	
Comerciais	413,6	1.043,6	396,32	424,0	1.125,9	376,59	2,5%	7,9%	
Rurais	23,1	82,9	278,65	29,7	112,8	263,30	28,6%	36,1%	
Setor Público	125,2	340,0	368,24	130,3	366,6	355,43	4,1%	7,8%	
Iluminação Pública	55,8	246,9	226,00	53,9	246,4	218,75	-3,4%	-0,2%	
Serviços Públicos	44,9	204,9	219,13	47,0	211,7	222,01	4,7%	3,3%	
Consumo Próprio	-	27,5	-	-	27,4	-	-	-0,4%	
Outras Receitas	80,4	74,3	-	88,3	98,9	-	9,8%	33,1%	
Receita Operacional Bruta	1.698,5	4.813,8	352,8	1.755,2	5.216,1	336,5	3,3%	8,4%	
CELTINS		Exercícios encerrados em 31 de dezembro de						Variação	
		2006		2007					
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh	
Residenciais	175,2	356,8	491,03	207,8	392,2	529,8	18,6%	9,9%	
Industriais	35,9	104,4	343,87	45,5	125,7	361,97	26,7%	20,4%	
Comerciais	108,3	203,7	531,66	127,2	224,0	567,85	17,5%	10,0%	
Rurais	22,3	78,6	283,72	27,6	90,8	303,96	23,8%	15,5%	
Setor Público	40,3	87,6	460,05	47,5	94,7	501,58	17,9%	8,1%	
Iluminação Pública	18,5	90,8	203,74	21,6	95,0	227,36	16,8%	4,6%	
Serviços Públicos	11,4	39,7	287,15	13,4	42,4	316,03	17,5%	6,8%	
Consumo Próprio	-	2,9	-	-	3,2	-		10,3%	
Outras Receitas	53,6	25,9	-	20,5	15,8	-	(61,7)	-	
Receita Operacional Bruta	465,5	990,4	470,0	511,1	1.083,9	471,5	9,8%	9,4%	

REDESUL/**SUDESTE****Exercícios encerrados em 31 de dezembro de**

	2006			2007			Variação	
	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	(em R\$ milhões)	(em GWh)	tarifa média (R\$/MWh)	R\$	GWh
Residenciais	347,0	931,8	372,4	371,8	985,7	377,16	7,2%	5,8%
Industriais	183,3	742,7	246,8	199,0	768,1	259,08	8,6%	3,4%
Comerciais	155,6	459,4	338,6	166,2	492,9	337,19	6,9%	7,3%
Rurais	42,4	232,3	182,6	44,9	247,1	181,71	5,8%	6,4%
Setor Público	27,9	8,9	313,4	29,5	90,3	326,69	5,7%	1,5%
Iluminação Pública	29,5	156,8	188,0	29,6	156,0	189,74	0,6%	-0,5%
Serviços Públicos	30,9	135,4	227,9	31,7	136,2	232,01	2,8%	0,5%
Consumo Próprio	-	3,1	-	-	3,1	-		0,0%
Outras Receitas	48,3	58,3	-	35,5	106,7	-	(26,5)	83,0%
Receita Operacional Bruta	864,8	2.808,8	307,9	908,2	2.986,2	304,1	5,0%	6,3%

CEMAT

A receita bruta operacional de venda de energia elétrica para consumidores finais pela unidade operacional CEMAT aumentou 14,7% ou R\$233,0 milhões em 2007, principalmente devido a:

- um aumento de 9,8% na venda de energia elétrica para consumidores residenciais, devido a um aumento de 6,0% no volume de energia vendido, passando de 1.416 GWh em 2007 para 1.336 GWh em 2006 devido a um aumento de 4,9% no número de consumidores residenciais de aproximadamente 660.382 consumidores em 31 de dezembro de 2006 para aproximadamente 692.801 consumidores em 31 de dezembro de 2007. Estes aumentos aconteceram principalmente devido ao aumento de emprego, com um aumento do consumo familiar, e a um aumento de 3,6% na tarifa média paga pelos consumidores residenciais; e
- um aumento de 25,8% na venda de energia elétrica para consumidores industriais, devido a um aumento de 17,5% no volume de energia vendido, passando de 899 GWh em 2007 para 765 GWh em 2006 devido a um aumento de 10,8% no número de consumidores industriais de aproximadamente 12.236 consumidores em 31 de dezembro de 2006 para aproximadamente 13.559 consumidores em 31 de dezembro de 2007. Estes aumentos aconteceram principalmente devido à retomada das principais atividades econômicas do estado ligadas ao agronegócio, impulsionados pelo nível de preços internacionais das principais commodities agrícolas, e a um aumento de 7,1% na tarifa média paga pelos consumidores industriais.

CELPA

A receita bruta operacional de venda de energia elétrica para consumidores finais pela unidade operacional CELPA aumentou 1,5% ou R\$25,9 milhões em 2007, principalmente devido a:

- um aumento de 1,8% na venda de energia elétrica para consumidores residenciais, devido a um aumento de 7,7% no volume de energia vendido, passando de 1.945 GWh em 2007 para 1.806 GWh em 2006 devido a um aumento de 4,6% no número de consumidores residenciais de aproximadamente 1.215.023 consumidores em 31 de dezembro de 2006 para aproximadamente 1.270.590 consumidores em 31 de dezembro de 2007. Estes aumentos aconteceram principalmente pela elevação da temperatura média maior que a de 2006, e pelo crescimento vegetativo dos consumidores residenciais;
- um aumento de 2,5% na venda de energia elétrica para consumidores comerciais, devido a um aumento de 7,9% no volume de energia vendido, passando de 1.126 GWh em 2007 para 1.044 GWh em 2006 devido a um aumento de 6,7% no número de consumidores comerciais de aproximadamente 118.430 consumidores em 31 de dezembro de 2006 para aproximadamente 126.335 consumidores em 31 de dezembro de 2007. Estes aumentos aconteceram principalmente pela evolução do comércio varejista; e

- um aumento de 5,2% na venda de energia elétrica para consumidores industriais, devido ao aumento de 9,5% no volume de energia vendida, que passou de 988 GWh em 2006 para 1.082 GWh em 2007, em razão do aumento do número de consumidores, que passou de 3.971 em 2006 para 4.037 em 2007, representando um incremento de 66 consumidores.

CELTINS

A receita bruta operacional de venda de energia elétrica para consumidores finais pela unidade operacional CELTINS aumentou 12,0% ou R\$54,2 milhões em 2007, principalmente devido a:

- um aumento de 18,6% na venda de energia elétrica para consumidores residenciais, devido a um aumento de 9,8% no volume de energia vendido, passando de 392 GWh em 2007 para 357 GWh em 2006 devido a um aumento de 7,6% no número de consumidores residenciais de aproximadamente 271.524 consumidores em 31 de dezembro de 2006 para aproximadamente 292.046 consumidores em 31 de dezembro de 2007. Estes aumentos aconteceram principalmente por conta de um aumento da temperatura média da região, e pelo aumento de 8,0% na tarifa média paga pelos consumidores residenciais;
- um aumento de 17,5% na venda de energia elétrica para consumidores comerciais, devido ao aumento de 10,0% no volume de energia vendida, que passou de 204 GWh em 2006 para 224 GWh em 2007, em razão do aumento do número de consumidores, que passou de 28.263 em 2006 para 29.799 em 2007, representando um incremento de 1.536 consumidores. O desempenho da classe comercial está estritamente relacionado ao bom desempenho da classe residencial no período, bem como ao crescimento econômico da região e consequente aumento do poder de compra; e
- um aumento de 26,6% na venda de energia elétrica para consumidores industriais, devido a um aumento de 21,2% no volume de energia, passando de 126 GWh em 2007 para 104 GWh em 2006 devido a um aumento de 0,6% no número de consumidores industriais de aproximadamente 2.299 consumidores em 31 de dezembro de 2006 para aproximadamente 2.312 consumidores em 31 de dezembro de 2007. Estes aumentos aconteceram principalmente por conta da retomada das atividades do setor de mineração e com o aquecimento do setor agrícola e de início das obras da Usina Hidrelétrica São Salvador, incrementando o setor da indústria e construção civil, e a um aumento de 4,6% na tarifa média paga pelos consumidores industriais.

REDE SUL/SUDESTE

A receita bruta operacional de venda de energia elétrica para consumidores finais pela unidade operacional REDE SUL/SUDESTE aumentou 4,6% ou R\$38,4 milhões em 2007, principalmente devido a:

- um aumento de 7,1% na venda de energia elétrica para consumidores residenciais, devido a um aumento de 5,8% no volume de energia vendido, passando de 986 GWh em 2007 para 932 GWh em 2006 devido a um aumento de 1,9% no número de consumidores residenciais de aproximadamente 492.996 consumidores em 31 de dezembro de 2006 para aproximadamente 502.318 consumidores em 31 de dezembro de 2007. Estes aumentos aconteceram principalmente devido ao aumento da temperatura da região, e a um aumento de 1,3% na tarifa média paga pelos consumidores residenciais;
- um aumento de 8,6% na venda de energia elétrica para consumidores comerciais, devido a um aumento de 7,3% no volume de energia vendido, passando de 493 GWh em 2007 para 459 GWh em 2006 devido a um aumento de 3,4% no número de consumidores comerciais de aproximadamente 46.522 consumidores em 31 de dezembro de 2006 para aproximadamente 48.112 consumidores em 31 de dezembro de 2007. Estes aumentos aconteceram principalmente pela evolução do comércio varejista na região e devido a um decréscimo de 0,4% na tarifa média paga pelos consumidores comerciais; e
- um aumento de 8,6% na venda de energia elétrica para consumidores industriais, devido a um aumento de 3,4% no volume de energia vendido, passando de 768 GWh em 2007 para 743 GWh em 2006 devido a um aumento de 11,2% no número de consumidores industriais de aproximadamente 7.872 consumidores em 31 de dezembro de 2006 para aproximadamente 8.751 consumidores em 31 de dezembro de 2007. Estes aumentos aconteceram principalmente devido à expansão da indústria alimentícia e devido a um aumento de 5,0% na tarifa média paga pelos consumidores industriais.

Suprimento de Energia Elétrica Para Revenda

A receita operacional bruta da Companhia proveniente do suprimento de energia elétrica a agentes para revenda aumentou 13,7%, totalizando R\$114,0 milhões em 2007 comparados aos R\$100,3 milhões em 2006, principalmente devido à migração de clientes cativos para livres, que passaram a ser supridos pela REDECOM.

Outras Receitas Operacionais

Outras receitas operacionais aumentaram 50,3%, totalizando R\$90,8 milhões em 2007 comparados aos R\$60,4 milhões em 2006. Esse aumento está associado principalmente ao crescimento dos aluguéis dos postes para as empresas de telefonia e ao crescimento de convênios de recebimento de faturas de energia com diversas associações.

Deduções da Receita Operacional

As deduções da receita operacional, compostas por impostos e taxas como ICMS, PIS, COFINS, ISS, CCC, CDE, FNDCT, RGR, entre outros, aumentaram 0,3%, totalizando R\$1.879,5 milhões em 2007 comparados aos R\$1.874,2 milhões em 2006. Em 2007, as deduções da receita operacional representaram 36,3% da receita operacional bruta da Companhia, em comparação aos 39,2% em 2006. Essa redução do percentual das receitas deveu-se, sobretudo, à compensação, em 2007, da quota de consumo de combustível CCC, paga a maior em 2006.

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida da Companhia aumentou 13,8%, totalizando R\$3.300,2 milhões em 2007 comparados aos R\$2.900,9 milhões em 2006, em razão do exposto acima.

Custo dos Serviços de Energia Elétrica

O custo dos serviços de energia elétrica aumentou 29,3%, totalizando R\$1.442,6 milhões em 2007 comparados aos R\$1.116,3 milhões em 2006. O percentual dos custos dos serviços de energia elétrica sobre a receita operacional líquida aumentou para 43,7% em 2007 comparado com 38,5% em 2006, basicamente decorrente do aumento em 42,6% nos custos de energia elétrica comprada para revenda.

Custo de Eletricidade Comprada para Revenda

Os custos com a compra de eletricidade para revenda aumentaram 42,6%, totalizando R\$1.283,5 milhões em 2007 comparados aos R\$899,9 milhões em 2006, resultante, principalmente, de:

- um aumento de 26,8% nas tarifas médias pagas pela eletricidade, que passaram de R\$62,78 por MWh em 2006 para R\$79,65 por MWh em 2007; e
- um aumento no volume de eletricidade comprada para 13.867 GWh em 2007 contra 13.687 GWh em 2006.

Encargos da Transmissão de Energia Elétrica

Os custos relacionados aos encargos do uso da rede de distribuição diminuíram 26,3%, totalizando R\$159,4 milhões em 2007 comparados aos R\$216,4 milhões em 2006. Essa variação ocorreu, principalmente, devido à redução dos custos para a operação da rede básica

Custos Operacionais

Os custos operacionais da Companhia aumentaram 7,0%, totalizando R\$719,8 milhões em 2007 comparados aos R\$672,5 milhões em 2006. O percentual correspondente aos custos operacionais sobre a receita operacional líquida caiu para 21,8% em 2007 contra 23,2% em 2006. Dessa variação de 7,0%, é importante destacar:

- o aumento de 24,7% nos custos com pessoal, totalizando R\$138,2 milhões em 2007 comparados aos R\$110,8 milhões em 2006, devido principalmente ao aumento da estrutura operacional para atendimento ao “Programa Luz para Todos” e à norma NR-10 do Ministério do Trabalho; e

- o aumento de 22,7% nos serviços de terceiros, totalizando R\$207,9 milhões em 2007 comparados aos R\$169,5 milhões em 2006 devido aos custos adicionais para implementação do “Programa Luz para Todos” e à norma NR-10 do Ministério do Trabalho.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais da Companhia diminuíram 12,2%, totalizando R\$424,9 milhões em 2007 comparados aos R\$484,2 milhões em 2006. O percentual correspondente às despesas operacionais sobre a receita operacional líquida diminuiu para 12,9% em 2007 em relação a 16,7% em 2006.

As despesas diminuíram em razão de uma redução de 26,3% nas despesas gerais e administrativas, totalizando R\$237,1 milhões em 2007 comparados aos R\$321,9 milhões em 2006, especialmente devido à centralização de diversas atividades operacionais.

Resultado do Serviço

O resultado do serviço subiu 13,6% totalizando R\$702,3 milhões em 2007 em relação aos R\$617,8 milhões em 2006, devido às alterações discutidas acima.

Receita (despesa) Financeira Líquida

As despesas financeiras líquidas da Companhia caíram 23,4%, totalizando R\$376,4 milhões em 2007 em relação aos R\$491,6 milhões em 2006, o que representou 11,4% da receita operacional líquida em 2007 e 16,9% em 2006. Essa queda de R\$115,2 milhões é resultante principalmente do ganho da variação monetária em moeda estrangeira de 394,3%.

Outros Resultados

As despesas da Companhia caiu 126,3%, totalizando uma despesa de R\$25,5 milhões em 2007 comparada a uma receita de R\$97,1 milhões de receita em 2006, especialmente devido à queda do ganho na alienação de bens e direitos em 96,4%, o que representou 0,8% da receita operacional líquida em 2007 e 3,3% em 2006.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O imposto de renda e a contribuição social decresceram 35,4%, totalizando R\$122,4 milhões em 2007 comparados aos R\$189,7 milhões em 2006, especialmente devido à diminuição do lucro líquido em 2007, o que representou 3,7% da receita operacional líquida em 2007 e 6,5% em 2006.

Participação de Acionistas Não Controladores

A participação de acionistas não controladores subiu 23,9%, totalizando R\$153,7 milhões em 2007 comparados aos R\$124,0 milhões em 2006, em consequência do aumento do resultado líquido da CEMAT em 75,6%, o que representou 4,7% da receita operacional líquida em 2007 e 4,3% em 2006.

Lucro líquido

O lucro líquido da Companhia caiu 67,5%, totalizando R\$28,7 milhões em 2007 comparados aos R\$88,5 milhões em 2006, o que representou 0,9% da receita operacional líquida em 2007 e 3,1% em 2006. Essa redução foi principalmente devido a um ganho extraordinário não recorrente ocorrido em 2006, no valor de R\$152,1 milhões, referente ao resultado de equivalência patrimonial da Rede Lajeado.

EBITDA

O EBITDA da Companhia aumentou 13,3%, totalizando R\$1.026,1 milhões em 2007 comparados aos R\$905,4 milhões em 2006. A margem EBITDA passou de 31,2% em 2006 para 31,1% em 2007, representando uma redução de 0,1 pontos percentuais.

Consolidado	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2006	2007
EBITDA		
Lucro / prejuízo líquido do período	88,5	28,7
Participação de acionista não controladores	124,0	153,7
Reversão dos juros sobre o capital próprio	(10,4)	(39,2)
Participações administradores e partes beneficiárias	5,3	11,3
Provisão para IR e Contribuição Social	189,8	122,5
Outros Resultados	(97,1)	25,5
Resultado financeiro	491,6	376,3
Resultado de participações societárias	(174,0)	23,5
Depreciação e amortização	287,6	323,8
EBITDA	905,4	1.026,1
Margem EBITDA %	31,2%	31,1%

Principais Alterações nas Contas Patrimoniais

Contas patrimoniais em 30 de setembro de 2009 comparadas com 31 de dezembro de 2008

Ativo Circulante

Numerário Disponível e Aplicações No Mercado Aberto

Em 30 de setembro de 2009, o numerário disponível e aplicações no mercado aberto totalizam R\$384,4 milhões, comparados a R\$395,9 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal diminuição de R\$11,5 milhões ou 3% ocorreu, principalmente, em decorrência da continuidade dos desembolso para investimento no “Programa Luz para Todos”.

Consumidores

Em 30 de setembro de 2009, o saldo da conta consumidores e revendedores é de R\$1.407,5 milhões, comparados com R\$1.283,6 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$124,0 milhões ou 9,7% ocorreu principalmente, em virtude das revisões tarifárias das empresas do grupo e de aumento de novas ligações.

Provisão Para Crédito de Liquidações Duvidosas - PCLD

Em 30 de setembro de 2009, o saldo da PCLD é de R\$107,5 milhões, comparados com R\$113,9 milhões em 31 de dezembro de 2008, apresentando uma redução de R\$6,4 milhões ou 5,9% principalmente por conta da redução da inadimplência em virtude de negociações juntos aos clientes.

Tributos e Contribuições Sociais a Compensar

Em 30 de setembro de 2009, o montante de tributos e contribuições sociais a compensar correspondem a R\$208,9 milhões, comparado a R\$157,0 milhões de 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$51,9 milhões ou 33,06% ocorreu em decorrência da antecipação referente à imposto de renda e contribuição social no exercício de 2009, que ainda não foram compensados.

Aquisição de Combustível – Conta CCC

Em 30 de setembro de 2009 e em 31 de dezembro de 2008, a conta CCC da Companhia era de R\$59,9 milhões e R\$19,2 milhões, respectivamente. Esse aumento de R\$40,7 milhões ou 212,0% ocorreu em decorrência do aumento do consumo de óleo diesel por geração térmica em atendimento a determinadas áreas;

Ativo Realizável a Longo Prazo

Consumidores

Em 30 de setembro de 2009, o saldo da conta consumidores e revendedores é de R\$340,9 milhões, comparados aos R\$332,0 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$8,9 milhões ou 2,7% ocorreu em virtude de uma melhor negociação juntos aos clientes.

Empresas Relacionadas

Em 30 de setembro de 2009, o realizável em longo prazo da Companhia contabilizava R\$376,3 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$316,7 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$59,6 milhões ou 18,8% ocorreu pela apropriação de juros no período. Para maiores informações sobre a variação desta conta veja a Nota Explicativa nº 14 de Informações Trimestrais Consolidadas da Companhia e suas Controladas, relativa ao período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009.

Créditos Tributários Diferidos

Em 30 de setembro de 2009, os créditos tributários diferidos da Companhia totalizaram R\$801,0 milhões, comparados aos R\$1.048,9 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal diminuição de R\$247,9 milhões ou 23,6% a redução substancial é decorrente da utilização de créditos de Imposto de Renda e Contribuição Social para a quitação de juros e multas referente ao parcelamento instituído pela Lei 11.941/09.

Investimentos

Em 30 de setembro de 2009, os investimentos da Companhia totalizaram R\$171,9 milhões, comparados a R\$176,0 milhões em 31 de dezembro de 2008. Esse aumento de R\$4,1 milhões ou 2,4% foi em decorrência de ajuste da equivalência patrimonial.

Imobilizado – Líquido

O imobilizado líquido da Companhia atingiu R\$5.681,7 milhões em 30 de setembro de 2009, representando uma diminuição de 5,8%, em relação aos R\$6.011,9 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2008. Essa redução de R\$330,2 milhões decorreu, principalmente, em virtude da depreciação e das desativações.

Passivo Circulante

Fornecedores

Em 30 de setembro de 2009, o saldo da conta de fornecedores era de R\$574,4 milhões, comparados aos R\$535,0 milhões em 31 de dezembro de 2008, representando um aumento de R\$39,4 milhões ou 7,36%, devido ao aumento de suprimento de energia elétrica e respectivos encargos para atendimento aos consumidores.

Tributos, Contribuições Sociais e Parcelamentos

Os tributos da Companhia, contribuições sociais e parcelamentos a recolher totalizaram R\$501,2 milhões em 30 de setembro de 2009, um aumento de R\$91,9 milhões, em relação aos R\$409,3 milhões de 31 de dezembro de 2008. Essa diminuição de 22,6% ocorreu principalmente devido aos impostos correntes originário da aumento da receita.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Os empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia totalizaram R\$1.388,0 milhões em 30 de setembro de 2009, um crescimento de R\$372,6 milhões em comparação aos R\$1.015,4 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de 36,7% ocorreu por dois fatores, (i) a migração dos vencimentos de longo para o curto prazo, (ii) os encargos sobre as parcelas de curto prazo; e (iii) captação de Recursos junto ao Banco Nordeste no valor de R\$ 320,0 milhões pela Rede Energia.

Indenização Trabalhista – Plano Bresser

Em 30 de setembro de 2009, as provisões para indenizações trabalhistas da Companhia referentes ao Plano Bresser totalizavam R\$59,4 milhões, comparado a R\$71,9 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal redução de R\$12,5 milhões ou 17,4% ocorreu devido as amortizações realizadas no período.

Passivo Exigível a Longo Prazo

Tributos, Contribuições Sociais e Parcelamentos

Os tributos, contribuições sociais e parcelamentos a recolher em longo prazo da Companhia totalizaram R\$508,3 milhões em 30 de setembro de 2009. Tal redução foi de R\$343,1 milhões em relação aos R\$851,4 milhões de 31 de dezembro de 2008. Essa diminuição de 40,3% é decorrente de dois fatores, (i) a redução de encargos financeiros instituído pela Lei 11.941/09, e (ii) a amortização de encargos por compensações multas e juros em virtude do novo parcelamento

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Os empréstimos, financiamentos e debêntures de longo prazo da Companhia totalizaram R\$3.392,8 milhões em 30 de setembro de 2009. Houve uma redução de R\$76,5 milhões em comparação aos R\$3.469,3 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2008. Tal redução de 2,2% está refletida principalmente em transferências de parcelas para o curto prazo e pela variação cambial.

Empresas Relacionadas

Em 30 de setembro de 2009, o exigível em longo prazo da Companhia totalizou R\$218,9 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$214,7 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$4,2 milhões ou 1,9% decorreu da apropriação de juros no período. Para maiores informações sobre a variação desta conta veja a Nota Explicativa nº 14 de Informações Trimestrais Consolidadas da Companhia e suas Controladas, Relativa ao Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009.

Indenização Trabalhista – Plano Bresser

Em 30 de setembro de 2009, as provisões para indenizações trabalhistas da Companhia referentes ao Plano Bresser totalizaram R\$140,3 milhões, comparados aos R\$161,7 milhões de 31 de dezembro de 2008. Tal diminuição de R\$21,5 milhões ou 13,3% ocorreu devido às transferências de parcelas para o curto prazo a serem pagas nos próximos 12 meses com vencimento nesse período.

Encargos Tributários Sobre Reserva de Reavaliação

Os encargos tributários sobre reserva de reavaliação a recolher em longo prazo da Companhia totalizaram R\$478,6 milhões em 30 de setembro de 2009, representando um decréscimo de R\$59,8 milhões, em relação aos R\$538,4 milhões em 31 de dezembro de 2008. Essa diminuição de 11,1% é devido a realização da reserva de reavaliação, conforme determina a legislação brasileira

Participação de Acionistas Não Controladores

Em 30 de setembro de 2009, as participações de acionistas não controladores da Companhia totalizaram R\$1.505,9 milhões, comparados aos R\$1.388,7 milhões de 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$117,2 milhões ou 8,4% ocorreu substancialmente em decorrência dos lucros apurados em suas empresas controladas Cemat e Celpa, como a Rede Energia não detém a total participação nessas empresas com o lucro apurado no período, isto reflete em um aumento na participação dos minoritários.

Patrimônio Líquido

Em 30 de setembro de 2009 o Patrimônio Líquido foi de R\$1.078,7 milhões, comparados aos R\$1.134,3 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal diminuição de R\$55,6 milhões ou 4,9% foi devido a dois fatores, (i) a realização da reserva de reavaliação no período de R\$66,2 milhões, e (ii) a diminuição dos prejuízos acumulados em R\$10,6 milhões.

Reserva de Reavaliação

Em 30 de setembro de 2009, a reserva de avaliação da Companhia totalizou R\$493,1 milhões, comparados aos R\$559,3 milhões em 31 de dezembro de 2008. Essa diminuição de R\$66,2 milhões ou 11,8% é devido a realização da reserva de reavaliação, conforme determina a legislação brasileira.

Prejuízos Acumulados

Em 30 de setembro de 2009, os prejuízos acumulados da Companhia totalizaram R\$133,4 milhões, comparados aos R\$144,0 milhões em 31 de dezembro de 2008. Essa redução de R\$10,6 milhões ou 7,4% decorreu da apropriação do resultado do período.

Contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2008 comparado com 31 de dezembro de 2007

Ativo Circulante

Numerário Disponível e Aplicações No Mercado Aberto

Em 31 de dezembro de 2008, o numerário disponível e aplicações no mercado aberto totalizaram R\$396,0 milhões, comparados a R\$612,3 milhões em 31 de dezembro de 2007. Essa redução de R\$216,4 milhões ou 35,3% ocorreu, principalmente, em decorrência de alguns fatores, tais como o aumento das despesas com atividades operacionais e a elevação das despesas com atividades de financiamento.

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da conta Consumidores e revendedores era de R\$1.283,6 milhões, comparados com R\$871,6 milhões em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento de R\$412,0 milhões ou 47,3% ocorreu, principalmente, em decorrência do crescimento da receita bruta da Companhia, mantendo assim a relação receita consumidores nos mesmos patamares do ano anterior, mantendo uma média de cerca de 23,1%.

Provisão Para Crédito de Liquidações Duvidosas - PCLD

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da PCLD era de R\$113,9 milhões, comparados com R\$66,6 em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento de R\$47,3 milhões ou 71,0% ocorreu, principalmente, em decorrência do incremento na conta consumidores, porém com mesmo padrão de realização do ano de 2007, oriundo do aumento de receita da Companhia (conforme parágrafo anterior), mantendo assim a relação PCLD consumidores uniformes ao ano de 2007.

Tributos e Contribuições Sociais a Compensar

Em 31 de dezembro de 2008, o montante de tributos e contribuições sociais a compensar correspondiam a R\$157,0 milhões, comparado a R\$107,1 milhões em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento de R\$49,9 milhões ou 46,6% é substancialmente composto de saldo negativo de Imposto de Renda e Contribuição e ICMS a compensar sobre aquisição de bens.

Aquisição de Combustível – Conta CCC

Em 31 de dezembro de 2008 e em 31 de dezembro de 2007, a conta CCC da Companhia era de R\$19,2 e R\$75,9 milhões, respectivamente. Essa redução de R\$56,7 milhões ou 74,7% ocorreu em decorrência da redução de consumo de óleo diesel por geração térmica em função da interligação de sistema isolados.

Ativo Realizável a Longo Prazo.

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da conta consumidores e revendedores era de R\$332,0 milhões, comparados aos R\$316,8 milhões em 31 de dezembro de 2007, representando um aumento de R\$15,2 milhões ou 4,8%, devido a um pequeno aumento da inadimplência.

Empresas Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2008, o realizável em longo prazo da Companhia contabilizava R\$316,7 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$264,9 milhões em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento de R\$51,8 milhões ou 19,6% ocorreu em decorrência da apropriação de juros em período de carência dos contratos. Para maiores informações sobre a variação desta conta veja a Nota Explicativa nº 14 das Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia e suas Controladas, Relativas aos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de Dezembro de 2008 e 2007, na página 109 deste Prospecto.

Créditos Tributários Diferidos

Em 31 de dezembro de 2008, os créditos tributários diferidos da Companhia totalizaram R\$1.048,9 milhões, comparados aos R\$565,7 milhões em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento de R\$483,2 milhões ou 85,4% basicamente dos créditos tributários provenientes da aquisição nova controlada ENERSUL. Em 31 de dezembro de 2008, a ENERSUL tinha referente a créditos tributários diferidos no ativo não circulante o valor de R\$264,7 milhões, que representava 55% do valor demonstrado como aumento.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2008, os investimentos da Companhia totalizaram R\$176,0 milhões, comparados a R\$766,6 em 31 de dezembro de 2007, que representou uma redução de R\$942,6 milhões ou 123,0% em decorrência de dois fatores, sendo o primeiro reclassificação dos ágios para o intangível em atendimento a Deliberação CVM nº 553/08 e o segundo o deságio apurado na aquisição da ENERSUL.

Imobilizado – Líquido

O imobilizado líquido totalizou R\$6.011,9 milhões em 31 de dezembro de 2008, representando um aumento de R\$858,5 milhões, correspondente a 16,7%, em relação aos R\$5.153,4 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2007. Dois fatores colaboraram para este aumento, sendo o primeiro decorrente da constante expansão e manutenção que a Rede Energia vem promovendo da sua área de atendimento, principalmente nos estados do Pará, Mato Grosso e Tocantins, motivados também pela necessidade que suas concessionárias têm de cumprir as metas do programa Luz Para Todos e o segundo fator a aquisição da ENERSUL.

Passivo Circulante

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo da conta fornecedores era de R\$535,0 milhões, comparados aos R\$424,9 milhões em 31 de dezembro de 2007, representando um aumento de R\$110,1 milhões ou 25,9%, devido ao aumento de suprimento de energia elétrica e respectivos encargos para atendimento aos consumidores.

Tributos, Contribuições Sociais e Parcelamentos

Os tributos, contribuições sociais e parcelamentos a recolher da Companhia totalizaram R\$409,2 milhões em 31 de dezembro de 2008, um aumento de R\$160,2 milhões ou 17,2% em relação aos R\$349,1 milhões em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento é substancialmente decorrente do ICMS (acompanhando o aumento da receita).

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Os empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia totalizaram R\$1.015,4 milhões em 31 de dezembro de 2008, um acréscimo de R\$639,8 milhões ou 170,3% em comparação aos R\$375,6 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento substancialmente é referente a consolidação do endividamento da ENERSUL adquirida em 2008 que era de R\$ 605,1 milhões em 31 de dezembro de 2008.

Indenização Trabalhista – Plano Bresser

Em 21 de dezembro de 2004 a CELPA e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará, firmaram acordo referente à ação judicial que transitava na 4ª Vara Trabalhista de Belém do Pará, movida pelo sindicato que pleiteava 26,06% de reajuste sobre os salários congelados em junho de 1987, denominado Plano Bresser, homologado em todos os termos da petição. O valor homologado no acordo corresponde a R\$370 milhões, sujeito a atualização pela variação acumulada do INPC/IBGE, pagáveis mensalmente até 25 de agosto de 2012, da seguinte forma: em 2009 R\$77,7 milhões, em 2010 R\$55,0 milhões, em 2011 R\$55,0 milhões e em 2012 R\$73,2 milhões.

Em 31 de dezembro de 2008, as provisões para indenizações trabalhistas da Companhia referentes ao Plano Bresser totalizavam R\$71,9 milhões comparados aos R\$49,3 milhões em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento de R\$22,6 milhões ou 45,8% ocorreu devido às transferências de parcelas do longo para o curto prazo já deduzido das amortizações realizadas durante o período.

Passivo Exigível a Longo Prazo

Tributos, Contribuições Sociais e Parcelamentos

Os tributos, contribuições sociais e parcelamentos a recolher em longo prazo da Companhia totalizaram R\$851,4 milhões em 31 de dezembro de 2008. Houve uma redução de R\$117,0 milhões (12,1%) em relação aos R\$968,4 milhões em 31 de dezembro de 2007. Essa variação decorreu principalmente pela transferência de parcelas para o curto prazo do parcelamento de tributos – PAEX.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Os empréstimos, financiamentos e debêntures em longo prazo da Companhia totalizaram R\$3.469,3 milhões em 31 de dezembro de 2008. Houve um crescimento de R\$394,9 milhões ou 12,8% comparados aos R\$3.074,4 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2007. Esse crescimento deve-se a dois fatores, (i) consolidação do endividamento da ENERSUL incorporado ao Grupo no valor de R\$ 33,3 milhões em 31 de dezembro de 2008; (ii) variação cambial.

Empresas Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2008, o exigível em longo prazo da Companhia totalizou R\$214,7 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$206,5 milhões em 31 de dezembro de 2007. Esse aumento de R\$8,2 milhões ou 4,0% é devido a apropriação de juros sobre contratos de mútuo no período de carência. Para maiores informações sobre a variação desta conta veja a Nota Explicativa nº 14 das Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia e suas Controladas, Relativas aos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de Dezembro de 2008 e 2007, na página 109 deste Prospecto.

Indenização Trabalhista – Plano Bresser

Em 31 de dezembro de 2008, as provisões para indenizações trabalhistas da Companhia referentes ao Plano Bresser totalizaram R\$161,7 milhões, comparados aos R\$261,1 milhões em 31 de dezembro de 2007. Essa redução de R\$99,4 milhões ou 38,1% ocorreu devido à transferência para o curto prazo a serem pagas nos próximos 12 meses.

Encargos Tributários Sobre Reserva de Reavaliação

Os encargos tributários sobre reserva de reavaliação a recolher em longo prazo da Companhia totalizaram R\$538,4 milhões em 31 de dezembro de 2008, representando uma queda de R\$65,9 milhões (10,9%), em relação aos R\$604,3 milhões em 31 de dezembro de 2007. Essa redução decorreu devido à realização da reserva de reavaliação e consequentemente a dos encargos sobre a mesma.

Participação de Acionistas Não Controladores

Em 31 de dezembro de 2008, as participações de acionistas não controladores da Companhia totalizaram R\$1.388,7 milhões, comparados aos R\$1.784,6 milhões em 31 de dezembro de 2007. Essa redução de R\$445,9 milhões ou 25,0% decorreu da principalmente da queda no resultado das controladas CEMAT e CELPA, como a Rede Energia não detém a total participação nessas empresas essa queda no resultado refletirá em uma diminuição na participação dos acionistas não controladores.

Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2008 o patrimônio líquido foi de R\$1.134,3 milhões, comparados aos R\$763,8 milhões de 31 de dezembro de 2007. Esse aumento de R\$370,5 milhões (48,5%) foi devido aos seguintes fatos: aumento de capital no valor de R\$115,1 milhões substancialmente realizado pelo BNDES; e lucro do exercício consolidado.

Reserva de Reavaliação

Em 31 de dezembro de 2008, a reserva de avaliação da Companhia totalizou R\$559,3 milhões, comparados aos R\$619,5 milhões em 31 de dezembro de 2007. Essa diminuição de R\$60,2 milhões ou 9,7% decorreu da realização dessa reserva em suas controladas.

Prejuízos Acumulados

Em 31 de dezembro de 2008, os prejuízos acumulados da Companhia totalizaram R\$144,0 milhões, comparados aos R\$459,4 milhões em 31 de dezembro de 2007. Essa diminuição de R\$315,4 milhões ou 68,7% decorreu da apropriação do resultado do exercício.

Contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2007 comparado com 31 de dezembro de 2006

Ativo Circulante

Numerário Disponível e Aplicações No Mercado Aberto

Em 31 de dezembro de 2007, o numerário disponível e aplicações no mercado aberto da Companhia totalizaram R\$612,3 milhões, comparados a R\$500,5 milhões em 31 de dezembro de 2006. Esse aumento de R\$111,9 milhões ou 22,4% ocorreu, principalmente, em decorrência de alguns fatores, sendo um o aumento no caixa gerado pelas atividades operacionais e também pelo aumento das atividades de financiamentos.

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2007, o saldo da conta Consumidores e revendedores era de R\$871,6 milhões, comparados com R\$797,3 milhões em 31 de dezembro de 2006. Esse aumento de R\$74,3 milhões ou 9,3% ocorreu, principalmente, em decorrência do crescimento da receita bruta da Companhia, mantendo assim a relação receita consumidores nos mesmos patamares do ano anterior, de aproximadamente 15,3%.

Provisão Para Crédito de Liquidações Duvidosas - PCLD

Em 31 de dezembro de 2007, o saldo da PCLD era de R\$66,6 milhões, comparados com R\$58,4 milhões em 31 de dezembro de 2006. Esse aumento de R\$8,2 milhões ou 14% ocorreu, principalmente, em decorrência do incremento na conta consumidores, porém com mesmo padrão de realização do ano de 2006, oriundo do aumento da receita da Companhia (conforme parágrafo anterior), mantendo assim a relação PCLD consumidores uniformes ao ano de 2006, de aproximadamente 2%.

Tributos e Contribuições Sociais a Compensar

Em 31 de dezembro de 2007, o montante de tributos e contribuições sociais a compensar correspondiam a R\$107,1 milhões, comparado a R\$147,6 milhões em 31 de dezembro de 2006. Essa redução de R\$40,5 milhões ou 27,4% ocorreu em decorrência da utilização dos créditos para a compensação do pagamento de impostos durante o ano de 2007, principalmente de imposto de renda e contribuição social .

Aquisição de Combustível – Conta CCC

Em 31 de dezembro de 2007 e em 31 de dezembro de 2006, a conta CCC da Companhia era de R\$75,9 milhões e R\$20,0 milhões, respectivamente. Esse aumento de R\$55,9 milhões ou 279,5% ocorreu em decorrência da divergência de cálculo entre Eletrobrás e Petrobrás, uma vez que essa transação ocorre entre as mesma, porém como as concessionárias tem uma responsabilidade solidária reconhece essa operação como uma obrigação junto a Petrobrás (Fornecedores), e um direito com a Eletrobrás , trazendo assim apenas impactos patrimoniais.

Ativo Realizável a Longo Prazo.

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2007, o saldo da conta consumidores e revendedores era de R\$316,8 milhões, comparados aos R\$305,1 milhões em 31 de dezembro de 2006, representando um aumento de R\$11,7 milhões ou 3,8%, devido ao aumento da inadimplência.

Empresas Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2007, o realizável em longo prazo da Companhia contabilizava R\$264,9 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$215,7 milhões em 31 de dezembro de 2006. Esse aumento de R\$41,2 milhões ou 22,8% ocorreu em decorrência da apropriação de juros em período de carência

dos contratos. Para maiores informações sobre a variação desta conta veja a Nota Explicativa nº 15 das Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia e suas Controladas, Relativas aos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de Dezembro de 2007 e 2006.

Créditos Tributários Diferidos

Em 31 de dezembro de 2007, os créditos tributários diferidos da Companhia totalizaram R\$565,7 milhões, comparados aos R\$579,0 milhões em 31 de dezembro de 2006. Essa redução de R\$13,3 milhões ou 2,3% ocorreu em decorrência do aproveitamento de crédito no cálculo do imposto de renda e contribuição social.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2007, os investimentos da Companhia totalizaram R\$766,6 milhões, comparados a R\$1.135,2 milhões em 31 de dezembro de 2006, que representou uma redução de R\$368,6 milhões ou 32,5% em decorrência de dois fatores, sendo o primeiro a amortização de parte do ágio oriundo da aquisição da CELPA e CEMAT e o segundo foi a consolidação da Investco no ano de 2007, onde até o ano de 2006 não consolidava a mesma, consequentemente toda a participação na Investco ficava alocada na conta investimento, já no ano de 2007 com a consolidação da Investco, essa participação está contemplada na própria consolidação, refletindo assim apenas os ágios na conta investimentos.

Imobilizado – Líquido

O imobilizado líquido da Companhia totalizou R\$5.153,4 milhões em 31 de dezembro de 2007, representando um aumento de R\$677,8 milhões, correspondente a 15,1%, em relação aos R\$4.475,6 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2006. Esta variação é decorrente da constante expansão e manutenção que a Rede Energia vem promovendo da sua área de atendimento, principalmente nos estados do Pará, Mato Grosso e Tocantins, motivados também pela necessidade que suas concessionárias têm de cumprir as metas do programa Luz Para Todos.

Passivo Circulante

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2007, o saldo da conta fornecedores era de R\$424,9 milhões, comparados aos R\$380,5 milhões em 31 de dezembro de 2006, representando um aumento de R\$44,4 milhões ou 11,7%, devido à principalmente ao fato da divergência de cálculo entre a Eletrobrás e Petrobrás na apuração dos custos de óleo diesel, como a Rede Energia reconhece um passivo solidariamente junto a Petrobrás e em contra partida o direito com a Eletrobrás. Com isso enquanto não houver solução para essa divergência, ficará reconhecida essa obrigação, que em dezembro de 2007, foi de R\$75,4 milhões.

Tributos, Contribuições Sociais e Parcelamentos

Os tributos, contribuições sociais e parcelamentos a recolher da Companhia totalizaram R\$349,1 milhões em 31 de dezembro de 2007, um aumento de R\$53,6 milhões ou 18,1% em relação aos R\$295,5 milhões em 31 de dezembro de 2006. Esse aumento é decorrente do aumento de ICMS (acompanhando o aumento da receita), e também devido a transferência de valores do PAEX do longo para o curto prazo.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Os empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia totalizaram R\$375,6 milhões em 31 de dezembro de 2007, um decréscimo de R\$425,7 milhões ou 53,1% em comparação aos R\$801,3 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2006. Esse decréscimo refletiu principalmente a troca de estrutura de dívida que a Rede Energia desenvolveu no ano de 2007, através das captações de longo prazo como Bônus Perpétuos, que com esse recurso liquidou de sua dívida de longo prazo (aproximadamente R\$228,5 milhões de capital de giro, R\$50,4 milhões de BNDES e R\$128,5 milhões de debêntures).

Indenização Trabalhista – Plano Bresser

Em 21 de dezembro de 2004 a CELPA e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará, firmaram acordo referente à ação judicial que transitava na 4ª Vara Trabalhista de Belém do Pará, movida pelo

sindicato que pleiteava 26,06% de reajuste sobre os salários congelados em junho de 1987, denominado Plano Bresser, homologado em todos os termos da petição. O valor homologado no acordo corresponde a R\$370 milhões, sujeito a atualização pela variação acumulada do INPC/IBGE, pagáveis mensalmente até 25 de agosto de 2012, da seguinte forma: em 2008 R\$48,8 milhões, em 2009 R\$77,7 milhões, em 2010 R\$55,0 milhões, em 2011 R\$55,0 milhões e em 2012 R\$73,2 milhões.

Em 31 de dezembro de 2007, as provisões para indenizações trabalhistas da Companhia referentes ao Plano Bresser totalizavam R\$49,3 milhões, comparados aos R\$39,9 milhões em 31 de dezembro de 2006. Esse aumento de R\$9,4 milhões ou 23,6% ocorreu devido as transferências de parcelas do longo para o curto prazo.

Passivo Exigível a Longo Prazo

Tributos, Contribuições Sociais e Parcelamentos

Os tributos, contribuições sociais e parcelamentos a recolher em longo prazo da Companhia totalizaram R\$968,4 milhões em 31 de dezembro de 2007. Houve uma redução de R\$81,6 milhões (7,8%) em relação aos R\$1.050,0 milhões em 31 de dezembro de 2006. Essa variação decorreu principalmente pela transferência de parcelas para o curto prazo do parcelamento de tributos – PAEX no valor de R\$79,7 milhões.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Os empréstimos, financiamentos e debêntures em longo prazo da Companhia totalizaram R\$3.074,4 milhões em 31 de dezembro de 2007. Houve um crescimento de R\$1.093,0 milhões ou 55,2% comparados aos R\$1.981,4 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2006. Esse crescimento ocorreu principalmente pelo ingresso dos recursos do Bônus Perpétuo, que foi utilizado totalmente na liquidação de contratos de conta corrente e dívidas de curto, proporcionando assim um grande aumento na dívida de longo prazo, porém melhorando a estrutura de endividamento uma vez que estendeu o prazo de realização da mesma.

Empresas Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2007, o exigível em longo prazo da Companhia totalizou R\$206,5 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$191,2 milhões em 31 de dezembro de 2006. Esse aumento de R\$15,2 milhões ou 7,9% é devido à apropriação de juros sobre contratos de mútuo no período de carência. Para maiores informações sobre a variação desta conta veja a Nota Explicativa nº 15 das Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia e suas Controladas, Relativas aos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de Dezembro de 2007 e 2006, na página 115 deste Prospecto.

Indenização Trabalhista – Plano Bresser

Em 31 de dezembro de 2007, as provisões para indenizações trabalhistas da Companhia referentes ao Plano Bresser totalizaram R\$261,1 milhões, comparados aos R\$297,3 milhões em 31 de dezembro de 2006. Essa redução de R\$36,2 milhões ou 12,2% ocorreu devido à transferência para o curto prazo a serem pagas nos próximos 12 meses.

Encargos Tributários Sobre Reserva de Reavaliação

Os encargos tributários sobre reserva de reavaliação a recolher em longo prazo da Companhia totalizaram R\$604,3 milhões em 31 de dezembro de 2007, representando uma queda de R\$66,1 milhões (9,9%), em relação aos R\$670,4 milhões em 31 de dezembro de 2006. Essa redução decorreu devido à realização da reserva de reavaliação e consequentemente a dos encargos sobre a mesma.

Participação de Acionistas Não Controladores

Em 31 de dezembro de 2007, as participações de acionistas não controladores da Companhia totalizaram R\$1.784,6 milhões, comparados aos R\$1.764,4 milhões em 31 de dezembro de 2006. Esse aumento de R\$20,2 milhões ou 1,1% decorreu da principalmente para melhora no resultado das controladas CEMAT e CELPA, como a Rede Energia não detém a total participação nessas empresas essa melhora no resultado refletirá em um aumento na participação dos acionistas não controladores.

Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2007 o patrimônio líquido foi de R\$619,5 milhões, comparados aos R\$682,1 milhões de 31 de dezembro de 2006. Esse aumento de R\$62,6 milhões ou 9,2% ocorreu devido aos seguintes fatos: aumento de capital no valor de R\$61,3 milhões pelo BNDES, captação ocorrida através da capitalização de uma debênture; e lucro do exercício no valor de R\$51,5 milhões.

Reserva de Reavaliação

Em 31 de dezembro de 2007, a reserva de avaliação da Companhia totalizou R\$619,5 milhões, comparados aos R\$687,9 milhões em 31 de dezembro de 2006. Essa diminuição de R\$68,4 milhões ou 9,9% decorreu da realização dessa reserva em suas controladas.

Prejuízos Acumulados

Em 31 de dezembro de 2007, os prejuízos acumulados da Companhia totalizaram R\$459,4 milhões, comparados aos R\$548,3 milhões em 31 de dezembro de 2006. Essa diminuição de R\$88,9 milhões ou 16,2% decorreu da apropriação do resultado do exercício.

Liquidez e recursos de capital

A liquidez e recursos de capital da Companhia são e continuarão a ser influenciados por uma série de fatores, dentre eles:

- A capacidade de gerar fluxos de caixa de atividades da Companhia e repassar os custos operacionais aos consumidores;
- alíquotas de ICMS, PIS e COFINS, que são deduzidos da receita operacional bruta da Companhia;
- nível de endividamento em aberto e juros obrigatórios incidentes sobre esse endividamento, podendo afetar as despesas financeiras líquidas da Companhia;
- volume de inadimplência e capacidade de recuperar contas a receber vencidas da Companhia;
- variações cambiais entre o real e o dólar norte-americano;
- taxas de juros praticadas interna e externamente, que afetam as necessidades de serviço de dívida da Companhia; e
- necessidades de investimento da Companhia que consistem principalmente em operações, manutenção, equipamento e instalações dela própria.

As principais necessidades de caixa da Companhia consistem no seguinte:

- necessidade de capital circulante;
- pagamento dos serviços da dívida;
- investimentos para melhorar e expandir os sistemas de distribuição e geração de eletricidade e a qualidade dos serviços da Companhia; e
- pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio, uma forma alternativa de distribuição aos acionistas da Companhia permitida pelas leis brasileiras.

Durante 2008 e no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, o fluxo de caixa gerado pelas operações da Companhia foi utilizado principalmente para atividades de investimento, necessidade de capital circulante e pagamento de serviços de dívida. A Companhia teve capital circulante negativo de R\$369,8 milhões em 31 de dezembro de 2008, comparado a um capital circulante positivo de R\$313,9 milhões em 31 de dezembro de 2007 e capital circulante negativo de R\$688,7 milhões no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009 comparado a um capital circulante positivo de R\$162,4 milhões no mesmo período de 2008.

Capacidade de Pagamento

O EBITDA consolidado da Companhia, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 foi de R\$1.68,8 milhões e o serviço de dívida da Companhia, considerando-se pagamento de juros e comissões, no mesmo período foi de R\$1.063,3 milhões. Dessa forma, o EBITDA consolidado da Companhia de 2008 apresentou índice de cobertura de 1,0 vezes o serviço da dívida no exercício. A cobertura de dívida de 2007 foi influenciada pela captação de US\$ 575,0 milhões pela emissão dos Bônus Perpétuos a qual foi utilizada para pagamento de dívidas com juros superiores e prazos inferiores. Ou seja, houve troca significativa de dívida no período.

Nos nove primeiros meses de 2009, o EBITDA consolidado da Companhia foi de R\$853,5 milhões e o serviço da dívida da Companhia, considerando-se pagamento de juros e comissões, foi de R\$493,4 milhões. Dessa forma, o EBITDA consolidado da Companhia apresentou índice de cobertura de 0,5 vezes o serviço da dívida no período.

Fluxo de Caixa

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Períodos de nove meses encerrados em	
	(Em milhões de R\$)				
	2006	2007	2008	30/9/2008	30/9/2009
Caixa Líquido Atividades Operacionais	(234,2)	152,0	(98,9)	104,9	259,5
Caixa Gerado nas Operações	651,9	1.032,0	915,0	571,2	677,0
Lucro do exercício	88,5	28,7	205,3	(224,2)	(55,6)
Provisão p/ crédito liq. duvidosa	18,5	(3,8)	(5,1)	8,1	(4,0)
Depreciação e amortização	287,6	323,8	341,2	251,6	295,8
Encargos de div.Jur. e Var. mon. cambial	412,3	421,8	1.115,6	584,6	114,1
Resultado de participações societárias	(174,0)	23,5	20,1	13,4	(17,9)
Provisão p/a contingências - líquidas	(10,3)	(1,6)	(1,1)	-	-
Baixa do imobilizado	109,3	157,1	48,6	18,9	18,3
Trib. s/ realiz. reserba reavaliação	(58,6)	(56,8)	(65,8)	(54,6)	(59,8)
Ganho na alienação bens at. permanente	(133,4)	(3,0)	(1,7)	-	-
Ativo / (passivo) regulatório	(56,8)	(41,2)	(145,2)	(73,7)	(134,7)
Créditos tributários diferidos	31,8	15,8	(164,5)	(13,4)	8,0
Redução encargos - parcelamentos Lei 11.941	-	-	-	-	(248,5)
Participações minoritários no resultado	124,0	153,7	75,4	46,4	124,3
Ajustes lei 11.638/07	-	-	(501,6)	-	540,2
Outras	12,9	14,0	(6,2)	14,0	96,9
Variações nos Ativos e Passivos	(886,1)	(880,0)	(1.013,9)	(466,3)	(417,5)
Consumidores, conces. e permissionários	(75,1)	(58,9)	(177,0)	(89,2)	(124,6)
Estoques	(15,2)	10,4	15,0	(3,7)	13,2
Serviços em curso	(6,9)	(7,5)	(21,2)	(33,7)	(18,6)
Rendas a receber	-	11,3	(31,8)	(6,6)	(3,2)
Cauções e depósitos vinculados a litígio	(6,6)	(41,8)	32,1	19,7	(10,0)
Desp. pagas antec. e ativos regulatórios	92,1	148,4	75,2	120,3	92,5
Créditos comp. em recolhim. futuros	(22,6)	(21,8)	(64,8)	(150,9)	(146,5)
Outros créditos	35,0	(40,5)	38,1	(29,7)	(4,6)
Val. liq. inclusão exc. controladas	-	-	(247,5)	-	-
Devedores diversos	(26,2)	(12,7)	22,3	62,0	49,0
Variação na participação de controlada	(183,9)	(181,6)	(30,6)	-	-
Fornecedores	(143,3)	3,9	(10,7)	42,8	21,7
Pagamentos encargos emp. financiamentos	(274,1)	(419,9)	(408,2)	(281,9)	(413,6)
Consumidores	(1,1)	13,4	2,2	(1,3)	12,2
Folha de pagamento e prov. trabalhistas	(1,1)	1,7	3,5	0,3	(2,6)
Impostos contrib. sociais e parcelamento	(325,0)	(161,3)	(167,8)	(136,2)	149,4
Taxas regulamentares	1,3	(0,4)	(11,0)	-	-
Dividendos e Juros s/ capital próprio	18,6	99,7	8,0	-	-

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Períodos de nove meses encerrados em	
	(Em milhões de R\$)			30/9/2008	30/9/2009
	2006	2007	2008		
Outros credores	(55,9)	(118,1)	5,9	(37,2)	(84,3)
Outras obrigações	103,9	(104,4)	(45,5)	86,9	73,4
Outros	-	-	-	(27,9)	(21,0)
Caixa Líquido Atividades de Investimento	(147,9)	(919,3)	(940,5)	(746,4)	(528,9)
Alienação de bens do ativo permanente	502,7	12,2	54,1	52,1	1,7
Em investimento	(78,5)	(21,9)	(124,4)	(58,2)	-
No imobilizado	(844,4)	(1.261,8)	(1.482,8)	(740,3)	(530,7)
Acréscimo de obrigações especiais	278,8	355,6	423,8	-	-
Deságio na aquisição participações	-	-	188,9	-	-
Outras	(6,5)	(3,4)	-	-	-
Caixa Líquido Atividades Financiamento	621,9	879,1	822,9	614,7	257,9
Aumento de capital	-	61,3	115,2	-	-
Empréstimos com partes relacionadas- liq	(308,1)	(29,0)	(37,9)	(25,9)	(46,5)
Novos empréstimos e financiamentos	1.672,5	2.542,5	1.738,3	1.061,9	1.491,9
Pagamentos de emp. financ. - principal	(1.186,2)	(1.565,9)	(655,1)	(421,3)	(1.175,0)
Pagamento de debêntures - principal	-	(129,8)	(337,5)	-	-
Assunção de dívidas princ. e encargos	504,5	-	-	-	-
Pagto / recebimento de dividendos e JCP	-	-	-	-	(12,4)
Cessão de créditos	(60,9)	-	-	-	-
Aumento(Redução) de Caixa e Equivalentes	239,7	111,8	(216,4)	(26,7)	(11,5)
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	260,8	500,5	612,3	612,3	396,0
Saldo Final de Caixa e Equivalentes	500,5	612,3	396,0	585,6	384,4

Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009 comparado ao período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2008

Atividades Operacionais

O ganho gerado das operações passou de R\$571,2 milhões positivos em 30 de setembro de 2008 para R\$677,0 milhões em 30 de setembro de 2009, representando um aumento de 18,5%, principalmente decorrente de: (i) impacto positivo da marcação a mercado dos bônus perpétuos, que gerou um ganho financeiro em virtude da variação cambial no valor de R\$540,2 milhões; (ii). redução de R\$248,5 milhões nos encargos de parcelamento – Lei nº 11.941; e (iii) encargos de dívidas que passaram de R\$584,6 milhões nos primeiros nove meses de 2008 para R\$114,1 milhões nos primeiros nove meses de 2009.

Atividades de Investimento

O caixa líquido decorrente das atividades de investimento passou de R\$746,4 milhões negativos em 30 de setembro de 2008 para R\$528,9 milhões negativos em 30 de setembro de 2009, representando uma variação de 29,1%, principalmente decorrente da redução nas aquisições de bens para o imobilizado, que passaram de R\$740,3 milhões em 2008 para R\$530,7 milhões em 2009.

Atividades de Financiamento

O caixa aplicado nas atividades de financiamento passaram de R\$614,7 milhões positivos em 2008 para R\$257,9 milhões positivos em 2009, representando uma redução de 58,0% de um período para o outro, principalmente decorrente da menor entrada de recursos decorrentes de captações no mercado financeiro nos primeiros nove meses de 2009, em comparação ao mesmo período no ano anterior.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007

Atividades Operacionais

O caixa líquido decorrente das atividades operacionais totalizou R\$98,9 milhões negativo em 2008 contra uma geração positiva de R\$152,0 milhões em 2007. A geração operacional de 2008 foi impactada por valores de saldos iniciais decorrentes da operação de permuta realizada em setembro de 2008. Retirando-se esse impacto, a geração de caixa operacional em 2008 seria de R\$148,7 milhões positivos, o que representa uma redução de 2,2% em relação a 2007.

Atividades de Investimento

O caixa aplicado nas atividades de investimento, líquido do impacto das alienações no período, passou de um valor investido de R\$919,3 milhões em 2007 para R\$940,5 milhões em 2008. Este aumento no investimento foi decorrente principalmente dos investimentos relacionados ao programa “Luz Para Todos”, onde aproximadamente 85% do programa é subsidiado pelo governo a título de fundo perdido e financiamentos com taxas e prazos também subsidiados.

Atividades de Financiamento

O caixa líquido decorrente das atividades de financiamento foi de R\$822,9 milhões positivos em 2008, comparado com o caixa líquido usado em atividades de financiamento de R\$879,1 milhões em 2007. Essa redução de R\$56,2 milhões ou 6,4% foi principalmente devido ao fato de que as amortizações foram maiores que as captações. Em 2008, as captações (líquidas das amortizações) foram de R\$745,6 milhões contra R\$846,8 milhões em 2007.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2006

Atividades Operacionais

O caixa líquido decorrente das atividades operacionais aumentou 154,0% em 2007 para R\$152,0 milhões de R\$(234,2) milhões em 2006, principalmente como resultado:

- do aumento do caixa gerado pelo resultado do exercício, que passou de R\$651,9 milhões em 2006 para R\$1.032,0 milhões em 2007, representando um aumento de 58,3% nesta rubrica;
- do aumento dos créditos compensáveis, cauções e outros créditos, líquido dos impostos pagos e compensados, que reduziram o caixa da Companhia em R\$109,1 milhões (R\$104,1 milhões inferior ao montante de R\$5,8 milhões verificado em 2006).
- da variação gerada pela consolidação da Investco e do aumento de participação na CEMAT, totalizando R\$181,6 milhões de impacto negativo no fluxo do período; e
- dos pagamentos efetuados a entidade de previdência privada e de outras obrigações relacionadas no total de R\$47,4 milhões. Este montante foi R\$96,3 milhões superior ao impacto positivo registrado em 2006 de R\$48,9 milhões.

Atividades de Investimento

O caixa aplicado nas atividades de investimento, líquido do impacto das alienações no período, aumentou para R\$919,3 milhões em 2007, 83,9% superior aos R\$147,9 milhões registrados em 2006. Este aumento foi decorrente principalmente dos investimentos relacionados ao programa “Luz Para Todos”, onde aproximadamente 85,0% do programa é subsidiado pelo governo a título de fundo perdido e financiamentos com taxas e prazos também subsidiados.

Atividades de Financiamento

O caixa líquido decorrente das atividades de financiamento foi de R\$879,1 milhões em 2007 comparado com o caixa líquido usado em atividades de financiamento de R\$621,9 milhões em 2006. O impacto gerado em 2007 foi basicamente devido às captações do período no total de R\$2.542,5 milhões (52,0% superior a 2006), pagamento de principal e encargos de R\$2.115,6 milhões (44,9% superior a 2006) e recebimento do montante de R\$355,6 milhões referente a programas de investimentos subsidiados (27,5% superior a 2006).

O caixa decorrente dos empréstimos e financiamentos em 2007, decorreram principalmente:

- da emissão de bônus perpétuos na Rede Energia, no total de US\$ 575,0 milhões;
- de empréstimos obtidos junto ao BID para as empresas CELPA, CEMAT e CELTINS, no total de aproximadamente R\$147,4 milhões;
- de recursos de aproximadamente R\$154,5 milhões obtidos junto a Eletrobrás para financiamento do programa de investimentos;
- das dívidas de curto prazo da Companhia, decorrente de linhas de crédito rotativo.

Investimentos

Os principais investimentos da Companhia nos últimos anos têm sido com manutenção, melhoria e expansão das redes de distribuição, implantação de programas de segurança e manutenção, conexões para novos clientes e compras de tecnologias para continuar melhorando o atendimento aos clientes da Companhia, além de reduzir perdas. A tabela a seguir mostra os investimentos da Companhia e em cada um dos três exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008 e no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009.

(em R\$ milhões)	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de
	2006	2007	2008	2009
Investimentos		(auditado)		
CELPA	370,8	510,8	579,5	148,2
CEMAT	244,7	509,0	598,3	182,0
ENERSUL(1)	-	-	139,8	90,5
CELTINS	131,9	140,0	203,9	92,8
Outras	64,5	102,0	(38,7)	17,2
TOTAL	811,9	1.261,8	1.482,8	530,7

(1) A partir de 11 de setembro de 2008.

Investimos um total de R\$244,3 milhões, R\$461,7 milhões e R\$383,6 na manutenção do sistema e expansão do sistema de distribuição da Companhia durante os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008, respectivamente.

Em 2006, investimos R\$811,9 milhões, sendo R\$244,3 milhões destinados a investimentos no curso ordinário dos negócios da Companhia, R\$514,2 milhões a investimentos no Programa Luz Para Todos (parcialmente financiado pelo Governo Federal) e R\$53,4 milhões a investimentos em outros projetos de redução de perdas comerciais e melhoria da qualidade dos equipamentos da Companhia (com os recursos do empréstimo do BID).

Em 2007, investimos R\$1.261,8 milhões, sendo R\$461,7 milhões destinados a investimentos no curso ordinário dos negócios da Companhia, R\$501,7 milhões a investimentos no Programa Luz Para Todos (parcialmente financiado pelo Governo Federal) e R\$298,4 milhões a investimentos em outros projetos de redução de perdas comerciais e melhoria da qualidade dos equipamentos da Companhia (com os recursos do empréstimo do BID).

Em 2008, investimos R\$1.482,8 milhões, sendo R\$383,6 milhões destinados a investimentos no curso ordinário dos negócios da Companhia, R\$703,0 milhões a investimentos no Programa Luz Para Todos (parcialmente financiado pelo Governo Federal) e R\$396,2 milhões a investimentos em outros projetos de redução de perdas comerciais e melhoria da qualidade dos equipamentos da Companhia.

Até 30 de setembro de 2009, investimos R\$530,7 milhões.

O Programa Luz para Todos é uma iniciativa do Governo Federal que conta com a parceria dos governos estaduais e das distribuidoras de energia elétrica. O objetivo é levar eletricidade a mais de 12 milhões de pessoas, em todo o território nacional, até 2010, com investimentos estimados em R\$7,0 bilhões. O cumprimento das metas estabelecidas requerem investimentos significativos que são primordialmente financiados pelo Governo Federal, o qual financia até 85% dos investimentos exigidos para a implementação do programa de universalização. O repasse aos consumidores dos custos que a Companhia incorre e que não são ressarcidos por essas outras fontes somente podem ser efetuados, sujeito à aprovação discricionária da ANEEL, nas revisões periódicas de tarifa, que ocorrem somente a cada quatro ou cinco anos. A regulamentação vigente, Resolução

ANEEL nº 175/2005, estabelece que, caso o custo adicional advindo da implementação do Programa Luz para Todos, no período de 2005 a 2010, acarrete um impacto tarifário para os consumidores superior a 8%, a concessionária poderá solicitar, a qualquer tempo, a revisão das metas desse programa. Em 27 de abril de 2008, o Programa Luz para Todos foi prorrogado até 2010. Mesmo que se confirme que o impacto tarifário da implementação das metas do Programa Luz para Todos nas atividades de distribuição da Companhia é superior a 8%, não há como assegurar que as autoridades reguladoras deverão rever essas metas em prazos adequados. Nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006, investimos aproximadamente R\$703,0, R\$501,7 milhões e R\$514,2 milhões, respectivamente, no Programa Luz para Todos.

Endividamento

O endividamento financeiro bruto em aberto da Companhia (sem considerar deduções de caixa), inclusive juros acumulados, foi de R\$4.780,8 milhões em 30 de setembro de 2009, o que representa um aumento de 6,6% em relação aos R\$ 4.484,7 milhões em 31 de dezembro de 2008. Em 30 de setembro de 2009, cerca de 28,8%, ou seja, R\$1.377,6 milhões, do total do endividamento em aberto era expresso em dólares norte-americanos, em relação a cerca de 36,1%, ou seja, R\$1.621,2 milhões, em 31 de dezembro de 2008.

A estratégia de financiamento tem sido a de prorrogar o vencimento médio das dívidas em aberto da Companhia, inclusive com o refinanciamento de dívidas de curto prazo mediante a tomada de empréstimos de prazos mais longos, a fim de aumentar os níveis de liquidez e aumentar a flexibilidade estratégica, financeira e operacional da Companhia. Veja as Seções intituladas “Destinação dos Recursos” e “Capitalização”, na página 71 e 74, respectivamente, deste Prospecto.

Dívidas de curto prazo

A Companhia tem financiamentos de curto prazo em reais junto a várias instituições financeiras no Brasil. Em 30 de setembro de 2009, o saldo em aberto nas linhas de capital de giro em reais da Companhia era de R\$2.255,3 milhões. Além das linhas de financiamento de curto prazo, a Companhia possui acordos de financiamento para a compra de eletricidade, acordos esses que estão refletidos no balanço patrimonial como contas a pagar. Em 30 de setembro de 2009, 17,8% das dívidas de curto prazo eram garantidas por recebíveis, e 81,9% do endividamento da Companhia eram garantidos pelos Acionistas Controladores da Companhia.

Dívidas de longo prazo

A tabela a seguir contém informações selecionadas a respeito dos instrumentos de dívida de longo prazo em aberto (inclusive a posição atual de tais dívidas) em 30 de setembro de 2009.

Empréstimos e Financiamentos	Quantia em Aberto em 30 de setembro de 2009 (em R\$ milhões)	Vencimento
Nota Promissórias com Taxas Fixas	320,0	2010
11,125% notas promissórias sem vencimento	883,0	
9,50% notas promissórias units	65,2	2012
Empréstimos Bancários	1.933,0	2016
BID	542,3	2016
BNDES	198,8	2016
Eletrobrás	723,2	2022
Títulos públicos	115,3	2024

Os instrumentos que regem parcela substancial das dívidas da Companhia contêm cláusulas de inadimplemento cruzado de forma que a ocorrência de um evento de inadimplemento em qualquer desses instrumentos pode deflagrar um evento de inadimplemento em relação a outras dívidas.

Além disso, alguns instrumentos financeiros firmados pela Companhia, por suas controladas ou por seus Acionistas Controladores limitam a distribuição de dividendos pelas contratantes ao mínimo obrigatório, além de impor restrições à alienação de participações societárias, representativas ou não do controle acionário de empresas do grupo. Ademais, perdas de concessões da Companhia também podem culminar em vencimento antecipado de instrumentos, o que poderia causar um efeito cascata, tal como descrito no parágrafo anterior.

A Companhia substancialmente empenha todas as ações ordinárias e ações preferenciais de emissão da QMRA, CELTINS, CNEE, EEB e CFLO de que a Companhia é titular para fins de garantir o endividamento com o

BNDES, todas as ações ordinárias de emissão na Tangará que a Companhia detém para garantir seu endividamento junto ao Banco do Brasil e Unibanco.

Em relação aos empréstimos do BID, a Companhia concordou em não onerar, trocar, ceder em pagamento, vender ou transferir as ações ordinárias de emissão da CEMAT, o que poderia causar a perda do controle acionário da CEMAT pela Companhia, e a Companhia e a QMRA concordarem não onerar, trocar, ceder em pagamento, vender ou transferir as ações ordinárias de emissão da CELPA ou da QMRA, o que poderia causar a perda do controle da CELPA, direto ou indireto, através da QMRA pela Companhia.

A discussão a seguir descreve de forma resumida algumas das mais importantes operações de financiamento da Companhia, sendo que as tabelas abaixo resumem as posições de endividamento total líquido proporcional e endividamento total líquido para a data base de 30 de setembro de 2009.

Endividamento Total Líquido Proporcional – 30 de setembro de 2009

Empresas	Participação REDE	Caixa	Ativos Líquidos			Dívida Financeira	Dívida Tributária	Outras Dívidas	Dívida Líquida	Dívida Líquida Proporcional	EBITDA Proporcional
			Subven. CCC	Ativo Regulatório	Crédito Tributário						
CELPA	61,37%	152,7	0,0	122,1	54,0	1.056,1	352,2	221,6	1.301,0	798,4	140,6
CEMAT	39,02%	79,6	254,5	52,5	126,7	1.007,5	142,0	26,0	662,4	264,4	93,5
CELTINS	50,86%	20,3	0,0	(0,1)	1,9	182,3	36,2	0,0	196,6	100,0	37,8
ENERSUL	99,91%	100,9	0,0	(88,6)	252,2	656,2	0,0	0,0	391,7	391,4	184,5
CAIUÁ	100,0%	1,7	0,0	14,6	9,5	160,8	19,9	0,0	154,9	154,9	34,3
CNEE	98,69%	0,7	0,0	2,5	0,3	33,2	47,6	0,0	77,3	76,3	0,4
EEB	91,45%	0,4	0,0	23,4	0,9	93,5	58,6	0,0	127,4	116,5	19,4
EDEVP	100,0%	15,4	0,0	12,5	1,4	80,3	22,4	0,0	73,4	73,4	23,9
CFLO	97,7%	0,3	0,0	(1,1)	0,1	0,6	13,6	0,0	15,0	14,7	3,7
Distribuição		372,0	254,5	137,6	447,2	3.270,0	692,7	247,7	2.999,0	1.990,2	538,2
REDECOM	99,6%	0,8	0,0	0,0	1,0	21,2	0,0	0,0	19,4	19,3	20,5
TANGARA	70,8%	0,3	0,0	0,0	0,0	47,4	5,8	0,0	52,9	37,4	20,2
JURUENA	98,98%	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,3)	(0,3)	3,2
Comercialização e Geração		1,4	0,0	0,0	1,0	68,6	5,8	0,0	72,0	56,5	44,0
QMRA	100,0%	0,0	0,0	0,0	304,3	69,5	0,0	0,0	(234,8)	(234,8)	(0,3)
OUTRAS	99,5%	0,1	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	2,3	2,3	0,4
REDE	100,0%	10,8	0,0	0,0	48,4	1.369,2	5,2	0,0	1.315,1	1.315,1	(5,5)
Outras	10,9	11,0	0,0	0,0	352,7	1.441,1	5,2	0,0	1.082,6	1.082,6	(5,0)
Rede Consolidado		384,4	254,5	137,6	801,0	4.780,8	703,8	247,7	4.154,6	3.129,3	576,9

* Dívida sem Mútuos

Notas Promissórias com Cupom Fixo

Units de Notas Promissórias. Em 14 de fevereiro de 2006, a CEMAT e a CELPA emitiram e venderam um total de US\$100,0 milhões de units de notas promissórias de 9,5% com vencimento em 2012, no montante principal total de US\$ 50,0 milhões em notas promissórias de 9,5% com vencimento em 2012 de emissão da CEMAT e no montante principal total de US\$ 50,0 milhões de notas promissórias de 9,5% com vencimento em 2012 de emissão da CELPA. Os juros incidentes sobre essas notas promissórias são pagos semestralmente, sobre o período vencido, em fevereiro e agosto de cada ano, a partir de 14 de agosto de 2006. Essas notas promissórias serão amortizadas em três pagamentos anuais sucessivos em 14 de fevereiro de 2010, 14 de fevereiro de 2011 e 14 de fevereiro de 2012. A Companhia celebrou contratos de swap como forma de proteção às variações da taxa cambial com relação ao valor principal global destas notas promissórias. Em 10 de julho de 2007, CEMAT e CELPA iniciaram uma oferta pública de aquisição para todas e quaisquer notas promissórias, equivalentes a US\$100,0 milhões. Em agosto de 2007, CEMAT e CELPA pagaram antecipadamente 63,8% do saldo devedor destas notas promissórias, percentagem equivalente a US\$31,9 milhões, equivalendo a um total de R\$63,8 milhões para cada empresa.

CEMAT e CELPA podem, por opção própria, resgatar as respectivas notas promissórias de suas emissões, resgates estes que podem ocorrer simultaneamente, a qualquer tempo antes de seu vencimento, pelo valor de resgate igual ao maior das seguintes alternativas: (1) 100,0% da quantia principal das notas promissórias a serem

resgatadas, e (2) o somatório dos valores presentes dos pagamentos remanescentes da quantia principal, juros e valores adicionais, se houver, no valor descontado de resgate das notas promissórias na data de seu resgate, com base semestral (presumindo o ano com 360 dias e o mês com 30 dias), com a aplicação da taxa do tesouro adicionada de 50 pontos base, em cada caso adicionando os juros acumulados e não pagos da quantia principal que está sendo resgatada na data de resgate.

1ª Emissão de Notas Promissórias sem Vencimento (“Bônus Perpetuo”). Em 2 de abril de 2007, houve a emissão e a venda de bônus perpetuo sem vencimento, de remuneração de 11,125%, no montante principal de US\$400,0 milhões. Os juros incidentes sobre esses bônus perpetuo são pagos trimestralmente no fim dos meses de janeiro, abril, julho e outubro de cada ano. A Companhia pode, por opção própria, resgatar esses bônus perpetuo, única e exclusivamente na sua integralidade, 100% da quantia principal, juros e valores adicionais, se houverem, na data ou depois do pagamento de juros a ser efetuado em 2 de abril de 2012.

2ª Emissão de Notas Promissórias sem Vencimento (“Bônus Perpetuo”). Em 20 de setembro de 2007, houve a emissão e a venda de bônus perpetuo sem vencimento, de remuneração de 11,125%, no montante principal de US\$175,0 milhões. Os juros incidentes sobre esses bônus perpetuo são pagos trimestralmente no fim dos meses de janeiro, abril, julho e outubro de cada ano. A Companhia pode, por opção própria, resgatar esses bônus perpetuo, única e exclusivamente na sua integralidade, 100% da quantia principal, juros e valores adicionais, se houverem, na data ou depois do pagamento de juros a ser efetuado em 2 de abril de 2012.

Em 29 de junho de 2009, a Companhia realizou a recompra e cancelou aproximadamente 13,64% das bônus perpetuo sem vencimento no valor principal de US\$78,4 milhões.

Em 1º de junho de 2009, sob coordenação do Banco do Nordeste do Brasil S.A. – BNB (“BNB”), a Companhia realizou a emissão e distribuição de um total de 32 notas promissórias no valor nominal unitário de R\$10,0 milhões, perfazendo o valor total de R\$320,0 milhões, com remuneração juros correspondentes à variação acumulada de 120% das taxas médias do DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, *over extra grupo*, calculadas e divulgadas pela CETIP, incidentes sobre o valor nominal unitário de cada nota promissória, a partir da data de emissão até o efetivo pagamento, em parcelas semestrais. As notas promissórias têm prazo de vencimento de 360 dias a contar da data de sua emissão, podendo ser reajustadas a qualquer momento, e foram garantidas por aval da EEVP e Denerge, na qualidade de controladoras da Companhia.

Empréstimos Bancários

REDE SUL/SUDESTE. Em 22 de junho de 2007, EDEVP, Caiuá, CNEE e EEB celebraram contratos de empréstimo junto aos bancos Bradesco e Safra. Esses empréstimos envolvem as quantias de R\$70,0 milhões para a EDEVP, R\$55,0 milhões para a Caiuá, R\$30,0 milhões para a CNEE e R\$70,0 milhões para a EEB. Cada uma dessas empresas usaram os recursos levantados para pagamento de dívidas em aberto. Sobre esses empréstimos incidem juros indexados à taxa de CDI mais spread de 2,5% ao ano, pagáveis mensalmente, no fim de cada mês, a partir de Janeiro de 2007 e até a data de seu vencimento. O pagamento da quantia principal será feito através de 84 parcelas mensais sucessivas e iguais terminando em maio de 2014. Esses empréstimos são garantidos por algumas contas a receber da EDEVP, Caiuá, CNEE e EEB, depositadas em garantia com as instituições financeiras em questão.

Caiuá. Em 30 de julho de 2007, Rede emitiu 11 cédulas de crédito bancários (CCBs) para o Banco ABN AMRO Real S.A., cada qual com valor de face de R\$10,0 milhões, totalizando R\$110,0 milhões. A quantia principal destes CCBs será amortizada em 84 parcelas mensais, a partir de setembro de 2007. Nesses CCBs incidem juros de 100,0% de CDI e spread de 1,59% ao ano, pagáveis mensalmente, no fim de cada mês. Cada CCB é garantido por alguns recebíveis de energia elétrica de consumidores do grupo B da Companhia, bem como é subsidiária e solidariamente garantido pela Companhia e pelo Sr. Jorge Queiroz de Moraes Junior, o principal acionista da DENERGE.

Com essa captação do Banco ABN AMRO Real S.A., o Banco ABN Amro Real S.A. liquidou antecipadamente o FIDC, em 30 de julho de 2007, no valor de R\$110,0 milhões, que venceria em 24 de janeiro de 2011 e cujo custo era de CDI adicionado de spread de 2,25% ao ano.

CELPA. Em 19 de dezembro de 2008, a CELPA emitiu uma cédula de crédito bancário (CCB) para o Banco da Amazônia S.A., com valor de face de R\$115,4 milhões a ser amortizada em 142 prestações mensais e sucessivas, sendo a primeira em 10 de abril de 2012 e a última prestação em 10 de janeiro de 2024. Sobre o CCB incidem juros de 10,0% a.a. pagáveis mensalmente. O CCB é garantido por caução de certificado de depósito bancário no

valor de R\$2,0 milhões, caução mediante contrato de depósito bancário remunerado vinculado ao pagamento das obrigações assumidas no CCB no valor de R\$3,0 milhões (aumentado para R\$5,4 milhões ao final do prazo de carência), e penhor de recebíveis. O CCB foi avalizado pela Rede Energia, pela QMRA e pelo Sr. Jorge Queiroz de Moraes Junior.

ENERSUL. Em 19 de setembro de 2008 foi emitida CCB pelo Banco Bradesco S.A. no limite de crédito de R\$550,0 milhões, com prazo de 10 anos e taxa de juros correspondente a 100% da CDI + 3% a.a. Para garantia do crédito concedido, foi constituída (i) alienação fiduciária de 53.137.012.348 ações ordinárias de emissão da ENERSUL de propriedade da Rede Energia e da Rede Power, representantes da totalidade do capital social da ENERSUL, deduzida da quantidade de ações de emissão da ENERSUL que eventualmente possam vir a ser adquiridas por acionistas não controladores da EDP no exercício do direito de preferência que lhes é outorgado; (ii) alienação fiduciária de 111.651.366 ações ordinárias de emissão da Caiuá e de propriedade da Rede Energia; (iii) cessão fiduciária dos direitos creditórios provenientes da receita líquida mensal decorrente do recebimento das faturas emitidas pela ENERSUL contra seus consumidores; (iv) aval de Jorge Queiroz Júnior. Por meio deste contrato, a ENERSUL se obriga a manter determinados índices financeiros previamente estabelecidos pelo Banco Bradesco. Em 30 de setembro de 2009, o saldo devedor deste contrato era de R\$564,6 milhões.

Empréstimos do BID

CELPA e CEMAT. Em 14 de dezembro de 2005, o BID aprovou o empréstimo de até US\$135,0 milhões para a CELPA e US\$114,5 milhões para a CEMAT. Os empréstimos são estruturados na forma de empréstimo “A” do BID de até US\$90,0 milhões para ambas empresas, CELPA e a CEMAT, bem como um empréstimo “B” proveniente de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Societé Generale e Banco Itaú Europa de até US\$60,0 milhões para a CELPA e US\$39,5 milhões para CEMAT. CELPA e CEMAT concordaram de usar os recursos destes empréstimos para financiar seus investimentos, inclusive o Programa Luz para Todos, e adquirir tecnologia e equipamentos para reduzir as perdas técnicas e comerciais. Os contratos definitivos com o BID foram celebrados em 5 de julho de 2006. Após as condições precedentes terem sido todas cumpridas para o desembolso destes empréstimos, inclusive a entrega pela CELPA e CEMAT dos relatórios dos engenheiros independentes e cumprimento pela CELPA e CEMAT das políticas sociais e ambientais do BID, este desembolsou a quantia total de US\$189,5 milhões no âmbito destes empréstimos em 25 de julho de 2006, dos quais US\$100,0 milhões foram alocados na CELPA e os remanescentes US\$89,5 milhões na CEMAT. Posteriormente, em 24 de dezembro de 2007, o BID efetuou um segundo desembolso, no valor total de US\$ 20,0 milhões, sendo US\$ 10,0 milhões para a CEMAT e US\$10,0 milhões para a CELPA. Em 24 de julho de 2008, o BID efetuou o terceiro desembolso, no valor total de US\$50,0 milhões, sendo US\$25,0 milhões para a CEMAT e US\$25,0 milhões para CELPA. A Companhia fez *hedge* da quantia principal em ambos os empréstimos contra a variação da taxa cambial em taxas que variam desde IGP-M mais spread de 4,23% por ano até IGP-M mais spread de 5,5% ao ano.

Ambos os empréstimos “A” e “B” tem um prazo de carência de 3 anos antes da obrigatoriedade de amortização da quantia principal. Posteriormente ao prazo de carência, o empréstimo “A” será amortizado no período de 6 anos e o empréstimo “B” em 3 anos. O empréstimo “A” incide juros na taxa LIBOR mais spread que varia de 3,725% a 4,25% ao ano, pagável trimestralmente, no fim de cada trimestre. O empréstimo “B” incide juros na taxa LIBOR mais spread que varia de 3,35% a 3,875% ao ano, pagável trimestralmente, no fim de cada trimestre. Além dos juros, CEMAT e CELPA pagaram uma taxa inicial, de estruturação e de sindicalização, bem como pagarão anualmente uma taxa de administração.

Estes empréstimos são garantidos de forma independente um do outro com contas a receber da CEMAT e CELPA, bem como os pagamentos de vencimentos previstos em seus contratos de concessão. Cada empréstimo do BID é garantido pela Companhia e exigem que os Acionistas Controladores da CEMAT e CELPA, inclusive a Companhia, celebraram um contrato de retenção de ações para acordar que não haverá troca de controle em relação à CEMAT e CELPA e que a garantia do BID de receber o pagamento de vencimento previstos nos respectivos contratos de concessão permanecerão válidos e com efeito. Tanto a CEMAT como a CELPA estão sujeitas a cumprir cláusulas contratuais destes empréstimos, inclusive de atendimento de compromissos financeiros (tais como, índice de endividamento, capital de terceiros, de dívida em relação ao EBITDA, de dívida a curto prazo em relação ao EBITDA e de despesas com pagamentos de juros), bem como restrições de investimentos, ônus, fusões e consolidações, venda de ativos e operações com partes relacionadas, e ainda, políticas ambientais, de saúde, de segurança, de trabalho e de responsabilidade social do BID.

Em relação aos empréstimos do BID, (1) a Companhia concorda em não onerar, trocar, ceder como forma de pagamento, vender ou transferir ações ordinárias de emissão da CEMAT, de sua titularidade, que poderiam

causar a sua perda da posição de detentor da maioria das ações ordinárias de emissão da CEMAT em circulação e (2) a Companhia e a QMRA concordaram em não onerar, trocar, ceder como forma de pagamento, vender ou transferir ações ordinárias de emissão da CELPA e da QMRA, de titularidade da Companhia, que poderiam causar a perda de posição, diretamente ou indiretamente por meio da QMRA, de detentor da maioria das ações ordinárias de emissão da CELPA em circulação.

Em 24 de abril de 2007, o BID aprovou o empréstimo de até US\$ 80,0 milhões para a CELTINS. Esse empréstimo foi estruturado na forma de empréstimo “A” do BID de até US\$ 35,0 milhões, bem como um empréstimo “B” proveniente de um sindicato de bancos (club deal) composto pelo Banco Societé Generale e Banco Itaú Europa de até US\$ 20,0 milhões. CELTINS concordou de usar os recursos destes empréstimos para financiar seus investimentos, inclusive o Programa Luz para Todos, e adquirir tecnologia e equipamentos para reduzir as perdas técnicas e comerciais. Após as condições precedentes terem sido todas cumpridas para o desembolso deste empréstimo, inclusive a entrega pela CELTINS do relatório dos engenheiros independentes e cumprimento pela CELTINS das políticas sociais e ambientais do BID, este desembolsou a quantia total de US\$ 55,0 milhões em 24 de agosto de 2007. Está sendo providenciado o *hedge* para 60% deste montante. Em 2008, o BID desembolsou US\$11 milhões no âmbito deste empréstimo.

Ambos os empréstimos “A” e “B” tem um prazo de carência de 3 anos antes da obrigatoriedade de amortização da quantia principal. Posteriormente ao prazo de carência, o empréstimos “A” será amortizado no período de 6 anos e o empréstimo “B” 3 anos. O empréstimo “A” incide juros na taxa LIBOR mais spread de 3,725% a 4,25% ao ano, pagável trimestralmente, no fim de cada trimestre. O empréstimo “B” incide juros na taxa LIBOR mais spread de 3,35% a 3,875% ao ano, pagável trimestralmente, no fim de cada trimestre. Além dos juros, a CELTINS pagou uma taxa de inicial, de estruturação e de sindicalização, bem como pagará anualmente uma taxa de administração.

Estes empréstimos são garantidos com contas a receber da CELTINS, bem como os pagamentos de vencimentos previstos em seu contrato de concessão. Os Acionistas Controladores da CELTINS, inclusive a Companhia, celebraram um contrato de retenção de ações em 18 de maio de 2007 para acordar que não haverá troca de controle em relação à CELTINS e que a garantia do BID de receber o pagamento de vencimento previstos nos respectivos contratos de concessão permanecerão válidos e com efeito. A CELTINS está sujeita a cumprir cláusulas contratuais destes empréstimos, inclusive de atendimento de compromissos financeiros (tais como, índice de endividamento, capital de terceiros, de dívida em relação ao EBITDA, de dívida a curto prazo em relação ao EBITDA e de despesas com pagamentos de juros), bem como restrições de investimentos, ônus, fusões e consolidações, venda de ativos e operações com partes relacionadas, e, ainda, políticas ambientais, de saúde, de segurança, de trabalho e de responsabilidade social do BID.

Em relação aos empréstimos do BID, (1) a Companhia concorda em não onerar, trocar, ceder como forma de pagamento, vender ou transferir ações ordinárias de emissão da CELTINS, de titularidade da Companhia, que poderiam causar a perda de posição de detentor da maioria das ações ordinárias de emissão da CELTINS em circulação.

Empréstimos do BNDES

Assunção da Dívida. Como parte do processo de reestruturação societária, em março de 2006, assumimos três empréstimos da Denerge e da EEVP, celebrados com o BNDES e Enermat Investimentos e Participações S.A., totalizando R\$504,5 milhões.

O empréstimo consistiu em 4 tranches de uma quantia principal total de R\$549,0 milhões. A Tranche A e a Tranche D do empréstimo já foram pagos. Em 30 de setembro de 2009, o valor principal total em aberto sob a Tranche B era de R\$159,6 milhões. A Tranche B acumula juros no índice de TJLP acrescido de *spread* de 4,0% ao ano, a ser pago trimestralmente a partir de 15 de dezembro de 2006. A quantia principal da Tranche B será paga em 40 parcelas trimestrais sucessivas terminando em setembro de 2016. Em 30 de setembro de 2009, a quantia principal total em aberto da Tranche C era de R\$14,5 milhões. A Tranche C acumula juros no índice de TJLP acrescido de *spread* de 5,0% ao ano, a ser pago trimestralmente a partir de 15 de dezembro de 2006. A quantia principal do Tranche B será paga em 40 parcelas trimestrais sucessivas terminando em setembro de 2016.

Em 31 de novembro de 2006, a ENERSUL celebrou com o BNDES um Contrato de Abertura de Crédito para Financiamento Mediante Repasse no valor de R\$20,6 milhões, para implantação de linha de distribuição na região nordeste do Estado do Mato Grosso do Sul. Para garantir o crédito concedido, foi celebrado contrato de

penhor tendo como objeto os recebíveis provenientes da prestação de serviços de fornecimento de energia elétrica; emitida nota promissória no valor total da dívida com vencimento à vista; e prestada fiança pela Rede Energia. Por meio deste contrato, a ENERSUL se obriga a manter determinados índices financeiros previamente estabelecidos pelo BNDES. O valor principal da dívida será amortizado em 48 meses, vencendo-se a última parcela em 15 de junho de 2012, com taxa de juros correspondente à TJLP +6,3% a.a. Em 30 de setembro de 2009, o saldo devedor deste contrato era de R\$12,1 milhões.

Em 29 de setembro de 2009, a Diretoria do BNDES aprovou, por meio da Decisão Dir 1055/2009 – BNDES, novo empréstimo em favor da CELPA, no valor total de R\$449,3 milhões, dividido em três subcréditos sobre os quais incidirão juros que variam de 3,57% a 4,50% a.a. acima da TJLP. Esse empréstimo é garantido pela QMRA e pela Rede Energia, na condição de devedoras solidárias, e por cessão e vinculação da receita proveniente da prestação de serviços de energia elétrica ou de outros recursos equivalente a, no mínimo, 1,5 vezes o valor correspondente ao serviço da dívida mensal.

Por meio do contrato a ser firmado com o BNDES, a CELPA obrigou-se (i) a não conceder preferência a outros créditos, não realizar amortização de ações, debêntures e partes beneficiárias, nem assumir novas dívidas acima de R\$40,0 milhões sem a prévia autorização do BNDES; (ii) a não realizar distribuição de dividendos ou pagamentos de juros sobre capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere o mínimo obrigatório; (iii) a manter determinados índices financeiros dentro dos limites estabelecidos pelo BNDES; e (iv) comprovar a redução dos indicadores de qualidade DEC e FEC. Obrigaram-se ainda, a QMRA e a Rede Energia a submeter à aprovação do BNDES quaisquer propostas de matérias concernentes à oneração a qualquer título, de ação de sua propriedade, de emissão da CELPA, à venda, aquisição, incorporação, fusão, cisão de ativos ou qualquer outro ato que importe modificações na atual configuração da CELPA, ou em transferência de ser controle acionário, ou, ainda, alteração de suas qualidades de acionistas controladoras.

O prazo para amortização do empréstimo varia entre 72 e 90 meses e o prazo para utilização do crédito total vencerá em 15 de dezembro de 2011.

Empréstimo Enermat

Em 12 de agosto de 2004, em razão da alienação de uma controlada indireta da Companhia, a Itamarati Norte S.A. – Agropecuária, a Companhia assumiu a dívida de sua controlada CEMAT junto a Enermat Investimentos e Participações S.A. Sobre essa dívida incidem juros 6% ao ano mais a variação do IGPM, pagos em 10 parcelas anuais sucessivas até a data de vencimento final em julho de 2010. Em 30 de setembro de 2009, a quantia em aberto deste empréstimo era de R\$9,8 milhões.

Empréstimos da Eletrobrás

CEMAT. Desde 1997, a CEMAT obteve diversas linhas de crédito junto à Eletrobrás para financiar parte de seus investimentos de capital referentes às atividades de expansão de sua rede de transmissão e distribuição. Esses empréstimos, em sua maioria, estão sujeitos a juros de 5,0% ao ano, pagos mensalmente. A CEMAT também paga (1) uma taxa de administração mensal de 1,0% a.a. do valor total do empréstimo em aberto, e (2) um honorário pelo compromisso de fazer empréstimo equivalente a 1% a.a. do valor em aberto do empréstimo, a ser pago em cada data de desembolso ou no vencimento da carência. O valor do principal desses empréstimos será pago em 120 parcelas mensais iguais e sucessivas com término em 2022. Esses empréstimos são garantidos por algumas contas a receber da CEMAT. Em 30 de setembro de 2009, o saldo devedor desses empréstimos era de R\$375,5 milhões.

CELPA. Desde 2000, a CELPA obteve diversas linhas de crédito junto à Eletrobrás para financiar uma parcela de seus investimentos referentes às atividades de expansão de sua rede de transmissão e distribuição. Esses empréstimos estão sujeitos a juros de 5,0% ao ano, pagos mensalmente. A CELPA também paga à Eletrobrás (1) uma taxa de administração mensal que varia entre 1,0% e 2,0% a.a. do valor total do principal em aberto do empréstimo e (2) um honorário pelo compromisso de fazer empréstimo equivalente a 1% a.a. do valor em aberto do empréstimo, a ser pago em cada data de desembolso e no vencimento da carência. O valor do principal desses empréstimos será pago em 60, 84 ou 120 parcelas mensais iguais e sucessivas com término em 2020. Esses empréstimos são garantidos por algumas contas a receber da CELPA e, no caso de um dos empréstimos, por fiança da Rede Energia e cessão de recebíveis da CELPA. Em 30 de setembro de 2009, o saldo devedor desses empréstimos era de R\$228,1 milhões.

Títulos públicos

Na condição de ex-empresas estatais, a CELPA e a CEMAT obtiveram uma parcela das suas necessidades de recursos dos resultados dos títulos emitidos pelo governo brasileiro de tempos em tempos. Dessa forma, quando a CELPA e a CEMAT foram privatizadas, elas assumiram uma parcela das obrigações da dívida soberana brasileira com relação a várias obrigações em aberto. Apesar de o governo brasileiro garantir o pagamento dessas obrigações, a CELPA e a CEMAT devem pagar o principal e os juros sobre uma parcela dessas obrigações. Essas obrigações estão denominadas em várias moedas e acumulam juros a taxas que variam entre 4,3% e 11,0% ao ano para a CELPA ou LIBOR mais “spread” de 6,0% ou 8,2% ao ano para a CEMAT. Esses títulos do governo têm vencimentos variados até 15 de abril de 2024.

Compromissos contratuais

A tabela a seguir apresenta um resumo das obrigações e compromissos contratuais relevantes da Companhia em 30 de setembro de 2009 e que têm impacto sobre sua liquidez:

Em 30 de setembro de 2009	Pagamentos devidos por período			
	Período de 2009 a 2011	Período de 2012 a 2015	Após 2015	Total
	<i>(em milhões de R\$)</i>			
Empréstimos e financiamentos	2.169,4	1.441,8	518,0	4.129,2
Acordos de compra de energia(1)	1,3	-	-	1,3
Contribuições para planos de aposentadoria e pensão(2)	19,2	12,3	-	31,5
Acordos fiscais(3)	367,7	337,1	7,9	712,7
Indenização trabalhista (Plano Bresser)(4)	133,7	66,1	-	199,8
Total	2.691,3	1.857,3	525,9	5.074,5

- (1) São pagamentos que algumas controladas da Companhia concordaram em fazer em termos de acordo com Furnas em relação a algumas operações de compra de eletricidade durante o Programa de Racionamento.
- (2) São contribuições futuras para planos de aposentadoria e pensão que foram calculadas pela Secretaria da Previdência Complementar. As contribuições patrocinadas pela Companhia para planos de aposentadoria e pensão são calculadas todos os anos pela Secretaria de Previdência Complementar de acordo com fórmulas que levam em conta o número de empregados e seus tempos de serviço. A Companhia não estima com precisão o valor de suas obrigações nos planos de aposentadoria e pensão para os períodos que ainda não foram calculados.
- (3) São pagamentos no valor total de R\$519,3 milhões que a Companhia concorda em efetuar em relação a alguns passivos fiscais devidos no bojo de dois programas especiais criados pelo governo federal para alguns impostos federais e um programa especial criado pelo governo do Estado do Pará em relação ao ICMS, sendo que cada um deles concedia aos contribuintes um período de anistia durante o qual podiam quitar voluntariamente seus débitos fiscais através de planos de pagamento de longo prazo, sem incorrerem em multas.
- (4) São pagamentos no valor total de R\$370,0 milhões que a CELPA concordou em efetuar no bojo do termo de acordo com o sindicato dos Urbanitários no Estado do Pará - STIUPA.

Informações Quantitativas e Qualitativas sobre o Risco de Mercado

A Companhia está exposta a riscos de mercado decorrentes de suas atividades. Esses riscos de mercado, que estão além do seu controle, envolvem principalmente a possibilidade de que mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação irão afetar negativamente o valor dos ativos financeiros ou fluxos de caixa e rendimentos futuros da Companhia. Risco de mercado é a eventual perda resultante de mudanças adversas das taxas e preços de mercado.

Risco Cambial

A Companhia possui exposição cambial em dólar norte-americano, pois uma parte de sua dívida financeira bruta e alguns passivos estão denominados em dólar norte-americano. Em 30 de setembro de 2009, cerca de 28,8%, ou R\$1.377,6 milhões (inclusive juros acumulados), de seu endividamento estavam denominados em dólar norte-americano. Além disso, a Companhia está sujeita a risco de fluxo de caixa associado a seus contratos com Itaipu, que estão denominados em dólar norte-americano. Embora ela repasse os custos de eletricidade comprada aos seus clientes, as variações cambiais que a Companhia paga nesses contratos são cobertas pela conta de CVA, cujo saldo é pago apenas uma vez ao ano em seus reajustes tarifários anuais.

A fim de reduzir os riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta, serão utilizados instrumentos derivativos em moeda estrangeira. Em 30 de setembro de 2009, a Companhia tinha um instrumento derivativo em aberto com valor total aproximado de US\$359,4 milhões e JPY2,2 milhões. A totalidade de sua dívida denominada em dólares norte-americanos, que não conta com proteção de instrumentos derivativos é de R\$853,4 milhões, equivalente a 18,0% do total, sendo R\$620,3 milhões oriundos dos títulos perpétuos à valor justo, R\$117,8 milhões referente ao BID CELTINS, o qual está com o processo de contratação de *hedge* cambial em

andamento, e R\$115,3 milhões referentes a títulos do Governo Federal, contratados pelas distribuidoras antes das respectivas privatizações, tendo prazo de vencimento até 2024.

Risco de Taxa de Juros

Em 30 de setembro de 2009, a Companhia tinha aproximadamente R\$3.403,2 milhões de empréstimos e financiamentos em aberto em moeda nacional (inclusive juros de curto prazo acumulados) e R\$386,6 milhões de ativos regulatórios sujeitos a juros com base na taxa CDI e SELIC respectivamente. A Companhia investe também em seus excedentes de liquidez principalmente em instrumentos a juros variáveis vinculados à taxa CDI. O saldo de aplicações da Companhia em 30 de setembro de 2009 totalizava R\$217,4 milhões.

Um eventual aumento de cada ponto percentual na taxa de juros do endividamento total da Companhia resultaria em um aumento de aproximadamente R\$34,0 milhões de suas despesas financeiras líquidas para o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009.

INFORMAÇÕES SOBRE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS

Ações

A Companhia mantém registro de companhia aberta junto à CVM sob o nº 00319-0 desde 16 de outubro de 1969. Suas ações ordinárias e preferenciais são listadas e admitidas à negociação em bolsa de valores, tendo baixa dispersão, e não fazem parte de qualquer segmento especial de listagem.

Em 29 de junho de 2007, a Companhia, em conjunto com os seus acionistas Denerge e EEVP, deliberaram que seu capital social fosse aumentado para R\$599.375.702,78, mediante emissão de 20.542.145 ações preferenciais nominativas, escriturais, sem valor nominal, subscritas e integralizadas pela acionista BNDESPAR, em razão de conversão de debêntures emitidas nos termos das escrituras particulares da 1ª e 2ª emissão de debêntures conversíveis em ações preferenciais de emissão da Companhia. Com isso a participação da BNDESPAR no capital total da Companhia passou de 15,4% (43.693.757 ações preferenciais) para 21,1% (64.235.902 ações preferenciais). O preço de emissão das ações preferenciais, de R\$2,98527, foi fixado com base no valor das debêntures emitidas, atualizado e ajustado de acordo com os critérios fixados nas respectivas escrituras de emissão.

Posteriormente, em 26 de dezembro de 2008, foi aprovado aumento do capital social para R\$714.552.105,06, mediante a emissão de 17.266.755 ações preferenciais nominativas, escriturais, sem valor nominal, das quais 17.264.612 foram subscritas e integralizadas pela acionista BNDESPAR, em razão da capitalização dos créditos de que a BNDESPAR era titular, no montante de R\$115,0 milhões, relativo a aquisição pela Companhia de debêntures conversíveis de emissão da INEPAR que foram utilizadas em dação em pagamento das ações da QMRA adquiridas em 02 de outubro de 2008. Com isso a participação da BNDESPAR no capital total da Companhia passou de 21,1% (64.235.902 ações preferenciais) para 25,3% (81.500.514 ações preferenciais). O preço de emissão das ações preferenciais, de R\$6,6704, foi fixado com base na perspectiva de rentabilidade da Companhia, nos termos do parágrafo 1º, inciso I do art. 170 da Lei das Sociedades por Ações.

Cotações das Ações Ordinárias

A tabela abaixo apresenta a cotação mínima, média e máxima de negociação das ações ordinárias na BM&FBOVESPA, por ano, nos últimos 5 anos:

Ano	Valor mínimo por ação (R\$)	Valor médio por ação (R\$)	Valor máximo por ação (R\$)	Média diária de ações negociadas (Em R\$)
2004	2,00	2,43	3,00	127,16
2005	1,40	2,66	7,00	765,73
2006	5,68	6,28	7,22	5.609,40
2007	6,05	6,57	7,33	6.534,81
2008	2,60	6,08	9,49	22.560,88

Fonte: BM&FBOVESPA

A tabela abaixo apresenta a cotação mínima, média e máxima de negociação das ações ordinárias na BM&FBOVESPA, por trimestre, nos últimos 2 anos:

Trimestre	Valor mínimo por ação (R\$)	Valor médio por ação (R\$)	Valor máximo por ação (R\$)	Média diária de ações negociadas (Em R\$)
3T/2007	6,70	7,28	8,09	2.298,31
4T/2007	7,55	8,31	9,42	11.815,30
1T/2008	6,80	8,16	9,49	7.453,03
2T/2008	5,35	6,88	8,39	28.524,17
3T/2008	2,75	4,60	6,09	27.085,78
4T/2008	2,60	4,82	8,00	23.626,67
1T/2009	4,82	5,46	5,90	63.369,81
2T/2009	3,70	4,79	5,60	9.734,65
3T/2009	3,80	4,06	4,70	5.401,89

Fonte: BM&FBOVESPA

A tabela abaixo apresenta a cotação mínima, média e máxima de negociação das ações ordinárias na BM&FBOVESPA, por mês, nos últimos 6 meses:

Mês	Valor mínimo por ação (R\$)	Valor médio por ação (R\$)	Valor máximo por ação (R\$)	Média diária de ações negociadas (Em R\$)
Abril de 2009	4,90	5,27	5,60	15.478,40
Maio de 2009	4,30	4,64	4,80	6.946,27
Junho de 2009	3,70	4,17	4,50	4.381,60
Julho de 2009	3,60	3,91	4,20	3.168,55
Agosto de 2009	3,90	4,07	4,29	5.962,00
Setembro de 2009	4,00	4,30	4,70	8.191,28

Fonte: BM&FBOVESPA

Cotações das Ações Preferenciais

A tabela abaixo apresenta a cotação mínima, média e máxima de negociação das ações preferenciais na BM&FBOVESPA, por ano, nos últimos 5 anos:

Ano	Valor mínimo por ação (R\$)	Valor médio por ação (R\$)	Valor máximo por ação (R\$)	Média diária de ações negociadas (Em R\$)
2004	2,00	2,43	3,00	127,16
2005	1,40	2,66	7,00	765,73
2006	5,51	6,22	7,10	5.399,50
2007	5,83	6,33	7,06	8.681,59
2008	2,21	6,34	9,00	21.713,23

Fonte: BM&FBOVESPA

A tabela abaixo apresenta a cotação mínima, média e máxima de negociação das ações preferenciais na BM&FBOVESPA, por trimestre, nos últimos 2 anos:

Trimestre	Valor mínimo por ação (R\$)	Valor médio por ação (R\$)	Valor máximo por ação (R\$)	Média diária de ações negociadas (Em R\$)
3T/2007	6,50	7,07	7,56	1.793,78
4T/2007	7,50	8,16	8,98	12.184,06
1T/2008	7,00	8,31	9,00	8.174,75
2T/2008	5,40	7,15	8,50	12.674,62
2T/2008	5,40	7,15	8,50	21.111,31
3T/2008	4,00	5,47	6,57	36.839,45
4T/2008	2,21	4,99	8,00	16.488,53
1T/2009	4,88	5,52	6,00	37.544,87
2T/2009	3,60	4,14	5,40	10.771,71
3T/2009	3,50	3,79	4,40	12.674,62

Fonte: BM&FBOVESPA

A tabela abaixo apresenta a cotação mínima, média e máxima de negociação das ações preferenciais na BM&FBOVESPA, por mês, nos últimos 6 meses:

Mês	Valor mínimo por ação (R\$)	Valor médio por ação (R\$)	Valor máximo por ação (R\$)	Média diária de ações negociadas (Em R\$)
Abril de 2009	4,15	4,61	5,40	3.344,00
Maio de 2009	3,80	3,96	4,19	21.310,07
Junho de 2009	3,60	3,79	3,98	12.116,56
Julho de 2009	3,50	3,75	3,90	12.297,36
Agosto de 2009	3,70	3,80	3,95	9.416,20
Setembro de 2009	3,62	3,82	4,40	12.647,31

Fonte: BM&FBOVESPA

Nos últimos 5 anos, não houve distribuição de dividendos e de juros sobre capital próprio.

Valores Mobiliários

Em 14 de fevereiro de 2006, a CEMAT e a CELPA emitiram e venderam um total de US\$100,0 milhões de notas promissórias de 9,50% com vencimento em 2012, no montante principal total de US\$50,0 milhões em notas promissórias de 9,50% com vencimento em 2012 de emissão da CEMAT e no montante principal total de US\$50,0 milhões de notas promissórias de 9,50% com vencimento em 2012 de emissão da CELPA. Os juros

incidentes sobre essas notas promissórias são pagos semestralmente, sobre o período vencido, em fevereiro e agosto de cada ano, a partir de 14 de agosto de 2006. Essas de notas promissórias serão amortizadas em três pagamentos anuais sucessivos em 14 de fevereiro de 2010, 14 de fevereiro de 2011 e 14 de fevereiro de 2012. Na data deste Prospecto, a CEMAT e a CELPA haviam pago antecipadamente 63,8% do saldo devedor destas notas promissórias, percentagem equivalente a US\$31,9 milhões, equivalendo a um total de R\$61,2 milhões.

Em 2 de abril de 2007, foram emitidos bônus perpetuo sem vencimento no mercado internacional, de remuneração de 11,125%, no montante principal de US\$400,0 milhões. Os juros incidentes sobre esses bônus perpetuo são pagos trimestralmente no fim dos meses de janeiro, abril, julho e outubro de cada ano.

Em 20 de setembro de 2007, foram emitidos e vendidos bônus perpetuo sem vencimento no mercado internacional, de remuneração de 11,125%, no montante principal de US\$175,0 milhões. Os juros incidentes sobre esses bônus perpetuo são pagos trimestralmente no fim dos meses de janeiro, abril, julho e outubro de cada ano.

Em 29 de junho de 2009, foram recompradas e canceladas aproximadamente 13,64% dos bônus perpetuo sem vencimento no valor principal de US\$78.404.000,00.

Em 1º de junho de 2009, sob coordenação do Banco do Nordeste do Brasil S.A. – BNB (“BNB”), a Companhia realizou a emissão e distribuição de um total de 32 notas promissórias no valor nominal unitário de R\$10,0 milhões, perfazendo o valor total de R\$320,0 milhões, com remuneração juros correspondentes à variação acumulada de 120% das taxas médias do DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, *over extra grupo*, calculadas e divulgadas pela CETIP, incidentes sobre o valor nominal unitário de cada nota promissória, a partir da data de emissão até o efetivo pagamento, em parcelas semestrais. As notas promissórias têm prazo de vencimento de 360 dias a contar da data de sua emissão, podendo ser reajustadas a qualquer momento, e foram garantidas por aval da EEVP e Denerge, na qualidade de controladoras da Companhia.

Para maiores informações sobre as debêntures vide a seção “Análise e Discussão da Administração Sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais”, no item “Endividamento”, subitem “Dívidas de Longo Prazo”, subitem “Notas Promissórias com Cupom Fixo”, na página 137 deste Prospecto.

O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Visão Geral

Segundo dados da ANEEL, a capacidade total de geração de energia instalada no Brasil, em 31 de dezembro de 2008, era de 106.099 MW, dos quais 78.299 MW (73,8%) eram de participação hidrelétrica (UHEs), 25.190 MW (23,7%) eram de participação termoeletrica (UTES), 2.007 MW (2,0%) eram de participação termonuclear e 247 MW (0,25%) eram de outros tipos de geração. Em 2007, o Ministério de Minas e Energia - MME aprovou um plano de expansão de dez anos com o objetivo de definir um cenário de referência para implementação de novas instalações de geração e transmissão necessárias para atender ao crescimento dos requisitos do mercado. O plano decenal projetou um aumento da capacidade total de geração de energia instalada do Brasil registrada em dezembro de 2006 em 93,7 GW para 134,7 GW até 2015, dos quais 103,7 GW (77,0%) serão de hidrelétricas, 22,9 GW (17%) de termoeletrica e 8,1 GW (6,0%) serão importadas por meio do SIN.

Aproximadamente 38,0% da capacidade instalada de geração de energia dentro do Brasil é atualmente de propriedade da Eletrobrás, empresa controlada pelo Governo Federal. Por meio de suas subsidiárias, a Eletrobrás é responsável também por 56,0% da capacidade instalada de transmissão acima de 230 kV. Além disso, alguns Estados brasileiros controlam empresas envolvidas na geração, transmissão e distribuição de energia, tais como a Companhia Energética de São Paulo - CESP, a Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL, e a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, dentre outras.

O consumo de energia no Brasil registrou em 2008 um total de 392.764 GWh, valor 3,8% superior ao de 2007, representando um crescimento comparável à evolução do PIB no mesmo período que foi também de 5,4%.

Principais Entidades do Setor

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Criado em agosto de 1997 para prestar assessoria ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia, sendo a maioria de seus membros ministros de Estado do Governo Federal. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica ao País.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em agosto de 2004, o Governo Federal editou o Decreto n.º 5.184 que criou a EPE e aprovou seu estatuto social. A EPE é uma empresa pública federal, responsável pela condução de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

Também em agosto de 2004, o Governo Federal editou o Decreto n.º 5.175 que criou o CMSE, o qual é presidido e coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE consistem em: (i) acompanhar as atividades do setor energético; (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e (iii) elaborar propostas de ações preventivas ou saneadoras visando a manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

Ministério de Minas e Energia

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do País. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando basicamente por meio do MME, assumiu certas obrigações que estavam previamente sob a responsabilidade da ANEEL, destacando-se a outorga de concessões e a emissão de instruções regulando o processo de licitação para concessões referentes aos serviços públicos no setor brasileiro de energia.

Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL foi instituída em 1996 com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da ANEEL passou a ser de regular e supervisionar o setor de energia elétrica em linha com a política estabelecida pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras (1) administrar concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, inclusive com a aprovação de tarifas; (2) supervisionar a prestação de serviços pelas concessionárias e impor as multas aplicáveis; (3) promulgar normas para o setor elétrico; (4) implantar e regular a exploração de fontes de energia, inclusive o uso de energia hidrelétrica; (5) promover licitações para novas concessões; (6) resolver disputas administrativas entre os agentes do setor; e (7) definir os critérios e a metodologia para determinação de tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS foi criado em 1998, sob forma de entidade de direito privado sem fins lucrativos, constituída por geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao MME poder para indicar três diretores para a Diretoria Executiva do ONS. O papel básico do ONS é operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, bem como administrar a Rede Básica de transmissão de energia elétrica, com o objetivo principal de atender aos requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do País.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE, instituída pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, absorveu as funções e estruturas organizacionais do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, originalmente uma entidade auto-regulada. Entre suas principais obrigações estão (1) a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL; (2) apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo, (3) a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e (4) a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo.

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN no ACR e no ACL, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. As Regras e Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

Concessões

A Constituição Federal prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor elétrico brasileiro foi explorado principalmente por concessionárias de geração, distribuição e transmissão controladas pelo Governo Federal ou Estadual.

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou a ANEEL, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a critério do Poder Concedente.

Principais Previsões da Lei de Concessões

A Lei de Concessões estabelece, entre outras matérias, as condições que a concessionária deve cumprir ao fornecer serviços de energia, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- *Serviço adequado.* A concessionária deve prestar adequadamente serviço regular, contínuo, eficiente e seguro.

- *Uso de terrenos.* A concessionária poderá usar terrenos públicos ou solicitar que o Poder Concedente desaproprie terrenos privados necessários à prestação de serviços em benefício da concessionária. Em tal caso, a concessionária deve indenizar os proprietários dos terrenos desapropriados.
- *Responsabilidade Objetiva.* A concessionária é objetivamente responsável pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada dos serviços de distribuição de energia, tais como interrupções abruptas no fornecimento e variações na voltagem.
- *Alterações na participação controladora.* O Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária.
- *Intervenção pelo Poder Concedente.* O Poder Concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais e regulatórias. Dentro de 30 dias da data do decreto que autoriza a intervenção, o Poder Concedente deve dar início a um processo administrativo em que a concessionária tem direito de contestar a intervenção. Durante o processo administrativo, um interventor nomeado pelo Poder Concedente passa a ser responsável pela manutenção da prestação dos serviços e da própria concessão. Caso o processo administrativo não seja concluído dentro de 180 dias da data do decreto, a intervenção cessa e a administração da concessão é devolvida à concessionária. A administração da concessão é também devolvida à concessionária se o interventor decidir não terminar a concessão.
- *Término antecipado da concessão.* O término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação ou caducidade. Encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, que devem ser expressamente declaradas por lei. Já a caducidade deve ser declarada pelo Poder Concedente depois da ANEEL ou do MME ter emitido um despacho administrativo final atestando que a concessionária, entre outros fatores, (1) deixou de prestar serviços adequados ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável, ou (2) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados. A concessionária pode contestar a encampação ou caducidade em juízo. A mesma tem, ainda, direito à indenização por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária.
- *Término por decurso do prazo.* Quando a concessão expira, todos os ativos, que são relacionados à prestação dos serviços de energia são revertidos ao Poder Concedente. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados.
- *Demais hipóteses de término antecipado da concessão.* O término do contrato de concessão também poderá ser antecipado em caso de falência da concessionária ou vício ou irregularidade no procedimento de outorga da concessão.

Penalidades

A regulamentação da ANEEL prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades (conforme Resolução ANEEL nº 63/2004 e alterações) com base na natureza e na relevância da violação (incluindo advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, licenças ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2,0% do faturamento da concessionária (deduzidos o ICMS e o ISS), no período de 12 meses imediatamente anteriores à lavratura do auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se às falhas das concessionárias em solicitar a prévia e expressa autorização da ANEEL para determinados atos, inclusive, (1) assinatura de contratos entre partes relacionadas; (2) alienação ou cessão de bens relacionados aos serviços prestados, bem como a imposição de quaisquer gravames (incluindo qualquer espécie de garantia, caução, fiança, penhor ou hipoteca) sobre tais bens ou a receita dos serviços de energia; ou (3) alterações no controle do detentor da autorização, permissão ou concessão. No caso de contratos firmados entre partes relacionadas, a agência pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

Universalização dos Serviços de Distribuição de Energia Elétrica

Em 2002, o Governo Federal começou a implementar um programa de universalização destinado a tornar a energia elétrica disponível aos consumidores que de outra forma não teriam acesso a ela. Neste programa, os consumidores de energia elétrica não precisam arcar com os custos de ligação da rede de energia elétrica, os quais são de responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica.

A ANEEL estabeleceu metas para a expansão dos serviços de distribuição prestados por concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, inclusive a meta final de tornar universal o acesso à energia elétrica até 2014. A ANEEL definiu um fator de redução a ser aplicado às tarifas durante o período em que as distribuidoras deixem de cumprir com os projetos de universalização. Os recursos obtidos com o uso de bens públicos e as multas aplicadas às distribuidoras serão investidos na expansão da meta dos serviços universais de distribuição pública de energia, conforme estipulado na regulamentação editada pela ANEEL.

Em 11 de novembro de 2003, o Governo Federal instituiu o Programa Luz para Todos, sob coordenação do MME e operacionalização da Eletrobrás, destinado a propiciar até o ano de 2010, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não possui acesso a esse serviço público, por meio de subvenção econômica advinda da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e financiamentos com fundos da Reserva Global de Reversão – RGR.

Modelo Vigente para o Setor Elétrico

Em 15 de março de 2004, o governo federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em um esforço para reestruturar o setor elétrico a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. Essa lei foi regulamentada por inúmeros decretos a partir de maio de 2004, e também a inúmeras Resoluções e Portarias posteriores emitidas pela ANEEL e pelo MME.

Este novo modelo alterou significativamente as regras de comercialização das distribuidoras, que passaram a comprar energia compulsoriamente através de leilões regulados. Também foram criados dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Foi extinta a possibilidade de venda bilateral de energia entre empresas pertencentes ao mesmo grupo econômico (“*self-dealing*”).

Restrições Estruturais no Mercado de Energia Elétrica

Restrições à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

A ANEEL revogou, em janeiro de 2008, as regras de concentração de mercado dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica, que estavam vigentes desde o ano 2000. As novas regras que regularão os procedimentos para análise dos limites, condições e restrições para participação de agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica, foram objeto de audiência pública, promovida pela ANEEL e atualmente se encontra em análise pela Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado (SEM) da ANEEL, e prevêem critérios para avaliação e aprovação pela ANEEL sobre a concentração de mercado, incluindo-se os eventos de transferência acionária entre os agentes.

Restrições às Atividades das Distribuidoras

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, tendo como objeto a segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995. Basicamente, o processo de desverticalização tem como objetivos (1) preservar a identidade de cada concessão, (i) evitar a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, (ii) permitir a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, (iii) ensejar a transparência da gestão e (iv) permitir que o mercado e os consumidores brasileiros sejam inteiramente informados dos resultados de cada concessão; (2) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização); bem como (3) aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

Sob a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, concessionárias e companhias autorizadas a gerar e transmitir energia elétrica no SIN são proibidas de se associarem ou controlarem empresas que distribuem energia elétrica

no SIN. As distribuidoras do SIN, bem como empresas permitidas ou autorizadas a distribuírem energia elétrica através do SIN, não podem (1) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (2) vender energia a consumidores livres, (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, ou (4) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão.

Essas restrições não se aplicam nos seguintes casos: (i) fornecimento de energia elétrica em áreas de sistemas isolados, (ii) ao atendimento de seu próprio mercado, desde que inferior a 500 GWh/ano e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu um período de transição de 18 meses para as empresas se ajustarem a essas regras, com vencimento em 15 de setembro de 2006, com possível prorrogação até 15 de março de 2008, na hipótese de as empresas não serem capazes de cumprir as exigências dentro do período inicialmente prescrito. A Rede Energia já havia tomado as medidas necessárias para se adequar a essas exigências antes mesmo de 15 de setembro de 2006.

Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, negócios de compra e venda de energia serão realizados em dois mercados: (1) consumidores cativos, que adquirem a energia necessária pelas distribuidoras no ACR e pagam pelo uso da rede da distribuidora e (2) consumidores potencialmente livres, que podem escolher comprar energia elétrica de outro fornecedor de energia no ACL e pagar somente pelo uso da rede de seu distribuidor. Consumidores potencialmente livres são consumidores que preenchem os requisitos de elegibilidade para serem consumidores livres, mas que não optaram por ser consumidores livres.

Consumidores Potencialmente Livres

Consumidores potencialmente livres são aqueles que podem exercer a opção por outro supridor de energia elétrica, sendo caracterizados por:

- se ligados após 8 de julho de 1995, com demanda contratada acima de 3 MW e em qualquer nível de tensão;
- se ligados antes de 8 de julho de 1995, com demanda contratada acima de 3 MW, mas atendidos em nível de tensão maior ou igual a 69 kV.

Os consumidores potencialmente livres são, em geral, grandes indústrias ou centros comerciais. Além disso, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão celebrar contratos de energia com supridores, que não sua empresa local de distribuição, desde que contratando energia de fontes supridoras incentivadas com determinadas características, entre elas: PCHs, energia solar, eólica e biomassa, todas com potência injetada na rede elétrica inferior a 30 MW. Estes supridores têm direito ao desconto de 50 % ou 100 % na TUSD, aplicado da geração ao consumo.

Uma vez que um consumidor tenha optado pelo ACL, este somente poderá retornar ao ACR se notificar seu distribuidor local com cinco anos de antecedência, ou em menor prazo a critério do distribuidor. Tal exigência prévia busca, além de evitar comportamentos oportunistas pelo consumidor potencialmente livre, garantir que o distribuidor possa comprar energia adicional no ACR sem impor custos extras ao seu mercado cativo. Os consumidores que possuem demanda contratada entre 500 Kw e 3000 Kw, somente atendidos pelas fontes incentivadas, podem exercer a opção para retorno ao mercado cativo com 180 dias de antecedência ao efetivo retorno.

Os consumidores potencialmente livres representam um pequeno percentual da base total de consumidores da Companhia. Esses consumidores representaram 5,4% do volume de vendas de energia da Companhia durante 2008 e 4,6% durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009. Com relação a receita da Companhia, esses consumidores representaram 3,9% durante 2008, e 3,5% durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009.

Consumidores de alta tensão que comprem energia de distribuidores de forma regulada o faziam a preços subsidiados até 2007. Esse subsídio, conhecido por “subsídio cruzado”, começou a ser gradualmente retirado a

partir de julho de 2003 e foi totalmente eliminado em 2007, por meio de um processo denominado de realinhamento tarifário.

Tarifas Aplicáveis a Consumidores Cativos

A ANEEL regula as tarifas de distribuição que as distribuidoras são permitidas a cobrar de seus consumidores cativos. Diferentes tarifas são estabelecidas para consumidores residenciais, comerciais, industriais e rurais, bem como para agências públicas, iluminação pública e consumidores do setor público. Desde 2002, consumidores de baixa renda têm se beneficiado de uma tarifa especial estabelecida pelo Governo Federal por meio da ANEEL. Durante o ano de 2002, o déficit gerado pela aplicação desta tarifa especial foi financiado pela Eletrobrás com fundos da RGR. Em 2002, de acordo com o Decreto n.º 4.336, de 15 de agosto de 2002, foi determinado que as empresas de distribuição seriam compensadas pela perda de receitas resultante da tarifa especial pelo Governo Federal com fundos derivados de dividendos pagos pela Eletrobrás e outras empresas estatais federais e da CDE.

Os valores das tarifas de distribuição são reajustados anualmente pela ANEEL, conforme fórmula paramétrica prevista no contrato de concessão. Ao ajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide a receita das concessionárias de distribuição em duas parcelas correspondentes aos seguintes custos: (1) custos exógenos aos da distribuidora (chamado de custos “não gerenciáveis”), ou Parcela A, e (2) custos sob o controle das distribuidoras (chamado de custos “gerenciáveis”), ou Parcela B. Os custos da Parcela A incluem, entre outros:

- determinados encargos tarifários (taxas regulatórias); e custos de conexão e transmissão; e
- custos de energia comprada para revenda (1) de acordo com contratos bilaterais livremente negociados entre as partes; (2) custos de energia comprada de Itaipu; e (3) preços de energia comprada em leilões públicos.

A Parcela B compreende (1) componente concebido para compensar a distribuidora com o custo de remuneração de seus ativos, (2) custos de depreciação e (3) componente concebido para compensar a distribuidora por seus custos operacionais e de manutenção. Estes custos da Parcela B são determinados subtraindo-se os custos da Parcela A da receita da distribuidora.

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição estabelece 3 formas de reajuste: (1) um reajuste anual de tarifa; (2) revisão periódica das tarifas com intervalos que geralmente variam entre três e cinco anos, conforme o contrato de concessão, para recalibrar os custos da Parcela B; e (3) revisão extraordinária, analisadas caso a caso, para assegurar equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras e compensá-las por custos imprevisíveis, inclusive impostos, que alterem significativamente sua estrutura de custos.

Encargos Setoriais

Conta de Consumo de Combustível

Empresas de distribuição e empresas de geração que vendem diretamente a consumidores finais são obrigadas a contribuir para a Conta de Consumo de Combustível - CCC, com o objetivo de gerar reservas financeiras para cobertura de custos de combustíveis associados ao aumento do uso de usinas de energia termoeletrica. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível necessário para a geração de energia pelas usinas termoeletricas no ano seguinte. A CCC é administrada pela Eletrobrás.

Estes subsídios estão sendo gradualmente extintos, desde 2003, durante um período de três anos para usinas de energia termoeletrica construídas até fevereiro de 1998 e atualmente pertencentes ao SIN. Usinas termoeletricas construídas depois daquela data não terão direito a subsídios da CCC. Em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas termoeletricas localizadas em sistemas isolados por um período de 20 anos com o intuito de promover a geração de energia nestas regiões. A Companhia recebe subsídios relativos às operações de termoeletricas das subsidiárias CEMAT e CELPA.

Conta de Desenvolvimento Energético

Em 2002, o Governo Federal instituiu a CDE, que é financiada por pagamentos anuais feitos por concessionárias pelo uso de ativos públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, pelas taxas anuais pagas por agentes que oferecem energia a usuários finais, por meio de um valor adicionado às tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Estas taxas são reajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar

suporte (1) ao desenvolvimento da produção de energia em todo o País, (2) à produção de energia por fontes alternativas, e (3) à universalização de serviços de energia em todo o Brasil. A CDE permanecerá em vigor por 25 anos e é administrada pela Eletrobrás. A Companhia recebe pagamentos de reembolso da CDE como parte de seus investimentos no Programa Luz para Todos.

Reserva Global de Reversão

Em determinadas circunstâncias, as empresas de energia são compensadas por ativos ainda não depreciados, usados na concessão caso a mesma seja revogada ou não renovada ao final do contrato de concessão. A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, conforme alterado, com o objetivo de prover fundos para essa compensação. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança do RGR exigindo que todas as distribuidoras e determinadas geradoras que operam sob regime de serviço público fizessem contribuições mensais ao Fundo RGR a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos imobilizados da empresa em serviço, até um teto de 3% do total das receitas operacionais em cada ano. Nos últimos anos, o Fundo RGR tem sido usado, principalmente, para financiar projetos de geração e distribuição. O Fundo RGR está programado para ser suspenso até 2010, e a ANEEL está obrigada a revisar a tarifa de tal forma que o consumidor receba algum benefício pelo término do Fundo RGR. A Companhia recebe pagamentos de reembolso fundo da RGR como parte de seus investimentos no Programa Luz para Todos.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, conforme alterada, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Em 2002, o PROINFA foi criado pelo Governo Federal com a finalidade de criar incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, pequenas usinas hidrelétricas e projetos de biomassa, no SIN. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por estas fontes alternativas por um período de 20 anos e a repassa para os consumidores livres e distribuidoras, as quais se incumbem de incluir os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais da área de concessão, a exceção dos consumidores de baixa renda. Em primeira fase, o PROINFA foi limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW (um terço para cada fonte). Projetos que se qualificaram para os benefícios oferecidos pelo PROINFA em sua primeira fase, devem estar totalmente operacionais até 30 de dezembro de 2010.

Pesquisa e Desenvolvimento

As concessionárias e companhias autorizadas a participar das atividades de distribuição, geração e transmissão de energia são obrigadas a investir anualmente pelo menos 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica. As companhias que geram energia por meio de fontes eólicas, de biomassa ou por meio de PCHs não estão sujeitas a essa obrigação.

Despesas de Transmissão

As despesas de transmissão que compõem a Parcela A dos custos de uma distribuidora incluem pagamentos pelo uso e acesso da Rede Básica, bem como de tarifas de transmissão da energia comprada da Itaipu e ONS.

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

A TUST é paga por empresas de distribuição, geradoras e consumidores livres pelo uso da Rede Básica e é revisada anualmente de acordo com (i) a inflação e (ii) a receita anual das empresas de transmissão (que incorpora custos de expansão da própria rede). De acordo com critérios estabelecidos pela ANEEL, proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação de suas instalações para o ONS em contrapartida do recebimento de pagamentos de usuários do sistema de transmissão. Usuários da rede, inclusive empresas de geração, empresas de distribuição e consumidores livres, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão mediante o pagamento de tarifas. Outras partes da rede que são

de propriedade de empresas de transmissão mas não consideradas como parte da Rede Básica, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma tarifa específica para a empresa de transmissão proprietária de tais instalações.

Tarifa de Transporte de Itaipu

A usina de Itaipu possui uma rede de transmissão exclusiva operada em corrente contínua e alternada, que não é considerada como parte da Rede Básica ou do sistema de conexão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica chamada de tarifa de transporte de Itaipu, paga pela CEMAT, EEB, CNEE, EDEVP, CAIUÁ e ENERSUL, bem como pelas empresas, situadas nas regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul do país, que compulsoriamente comprem energia de Itaipu, proporcionalmente às respectivas quotas, calculadas em função da participação de cada empresa no mercado global destas regiões.

Pagamento de Ativos

A remuneração regulatória sobre os ativos que compõem a Base de Remuneração de uma distribuidora é calculada, aplicando-se a taxa de custo médio ponderado de capital sobre esta base líquida. A base de remuneração regulatória líquida da distribuidora é o (i) ativo imobilizado em serviço, avaliado e depreciado, (ii) almoxarifado de operação, (iii) ativo diferido deduzido das obrigações especiais, proporcionalmente ao valor do investimento da distribuidora e (iv) capital de giro estritamente necessário à movimentação da distribuidora.

De acordo com as normas regulamentares, o valor depreciado dos ativos imobilizados em serviço da distribuidora é determinado pelo inventário dos ativos imobilizados, utilizando o valor novo do ativo como base para a determinação do seu valor de mercado e descontando o valor desses ativos pelo número de anos que eles estiveram em uso. Na metodologia em vigor, o inventário de ativos existentes só é feito nas revisões tarifárias dos anos terminados em números ímpares. Ativos imobilizados adquiridos depois do último estoque físico são adicionados à base de remuneração regulatória aplicando um valor novo para estes ativos. Durante a revisão tarifária periódica no qual o inventário não é conduzido, o valor do ativo imobilizado previamente reconhecido será indexado por IGP-M e reduzido pela depreciação destes ativos ao longo dos anos.

Custos de Depreciação

O custo de depreciação que compõe o custo da Parcela B de uma distribuidora é calculado pela multiplicação do valor novo do ativo imobilizado da distribuidora pela taxa média de desvalorização da distribuidora, a qual é estabelecida pelas regulamentações aplicáveis.

Custos de Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção que compõem o custo da Parcela B de uma distribuidora são calculados com referência ao custo de operação e manutenção simulado de uma distribuidora virtual (*benchmark*) prestando serviço na mesma área de concessão. Para determinar os custos de operação e manutenção desta distribuidora hipotética, as distribuidoras negociam com a ANEEL os valores de simulação da empresa de referência (*benchmark*) para custos de operação e manutenção, custos de gerenciamento e vendas, custos administrativos e custos relacionados ao inadimplemento dos consumidores da distribuidora.

Reposicionamento Tarifário

Reajuste Anual – IRT

O reajuste anual é um evento que ocorre anualmente, conforme estipulado no contrato de concessão. Este reajuste anual é definido pelo IRT – Índice de Reajuste Tarifário, que leva em consideração a correção das duas parcelas que compõem a receita da distribuidora, a saber:

- Parcela A – composta pelos custos não-gerenciáveis tais como: a compra da energia elétrica, os encargos do uso da rede e os encargos regulatórios, que são repassados ao consumidor observando em alguns casos os limites estipulados pela ANEEL; e
- Parcela B – parcela relativa aos custos gerenciáveis que são representados pelos custos de operação e manutenção, pelo retorno dos investimentos relacionados ao sistema de distribuição de energia elétrica, bem como os custos de depreciação e amortização corrigido pelo IGP-M, subtraída do Fator X (índice

que reflete os ganhos de produtividade auferidos pela distribuidora que são compartilhados com consumidores).

Revisão Tarifária Periódica

Tarifas de distribuição são ajustadas pela ANEEL com bases periódicas de geralmente a cada 3 a 5 anos, dependendo de como consta no contrato de concessão da distribuidora. Todas as distribuidoras tiveram suas respectivas revisões tarifárias em 2007 ou 2008. As próximas revisões tarifárias periódicas de distribuidoras da Companhia ocorrerão nos próximos 4 e 5 anos. Como parte destes ajustes, (1) todos os custos da Parcela B da distribuidora são recalculados; e (2) o Fator X que permanecerá válido para o reajuste anual de tarifa anterior ao próximo período de ajuste tarifário é calculado. O fator X, também estabelecido a cada ano, é calculado considerando a diferença entre os índices de inflação IPCA e o IGP-M multiplicada pelos custos totais com pessoal da distribuidora (uma vez que usualmente os aumentos de salários se baseiam no IPCA e os aumentos da Parcela B se baseiam no IGP-M).

O fator X, conforme mencionado, é estabelecido a cada revisão periódica de acordo com a projeção dos ganhos de produtividade que serão auferidos pela concessionária devido ao crescimento de mercado até a próxima revisão tarifária.

Atividades desempenhadas pela distribuidora que não são associadas à distribuição de energia elétrica são incluídas nos cálculos da revisão tarifária periódica como fontes alternativas de receita da distribuidora.

Revisão Tarifária extraordinária

Distribuidoras de energia têm direito à revisão extraordinária, analisadas caso a caso, para assegurar seu equilíbrio econômico-financeiro e compensá-las por custos imprevisíveis e extraordinários, inclusive impostos, que alterem significativamente sua estrutura de custos. Revisões tarifárias extraordinárias foram concedidas (1) em Junho de 1999, para compensar o aumento de custo da energia comprada da Itaipu, em razão da desvalorização do Real em frente ao Dólar, (2) em 2000, para compensar o aumento do COFINS de 2% para 3% e (3) em Dezembro de 2001, para compensar as perdas causadas pelo programa de racionamento.

Tarifas de Uso da Rede Aplicáveis aos Consumidores Livres

Consumidores livres e outras concessionárias pagam a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, a qual é regulada pela ANEEL para o uso do sistema da distribuidora na qual são conectadas. O TUSD consiste nos seguintes componentes:

- Serviço A (custos relacionados ao pagamento do TUST na Rede Básica; custos relacionados ao TUST-Fronteira; custos incorridos na Rede Básica; TUSD pago para outras concessionárias e perdas de energia elétrica na Rede Básica);
- Serviço B (dimensionada para remunerar os ativos das distribuidoras, quotas em uma quantidade igual aos custos de depreciação e operação a serem adicionadas de volta à base de ativos da distribuidora, em cada caso, conforme estabelecido nas revisões tarifárias periódicas da distribuidora);
- Perdas técnicas e perdas comerciais;
- CCC;
- CDE; e
- PROINFA.

O TUSD é revisado anualmente conforme as mudanças de seus componentes, os quais incluem os custos da operação e manutenção da rede, tarifas regulamentares, compensação por investimentos e depreciação.

Regulamentação de Compra de Energia

As empresas distribuidoras de energia podem repassar aos seus consumidores cativos através de suas tarifas de distribuição os custos de aquisição de energia elétrica comprada para venda (1) de acordo com contratos

bilaterais livremente negociados entre as partes, celebrados até 16/03/2004; (2) custos de energia comprada de Itaipu; (3) preços de energia comprada em leilões públicos e (4) custos de energia comprada de geração distribuída conectada diretamente à sua rede de distribuição.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, negócios de compra e venda de energia serão realizados em dois mercados: (1) o ACR, no qual as distribuidoras adquirem a energia necessária para atendimento de seus consumidores cativos por meio de leilão público, que inclui a contratação de energia elétrica pelas empresas de distribuição por meio de leilões para o atendimento a todo o seu mercado e (2) ACL, que inclui a compra e venda de energia livremente negociada por geradores, consumidores livres e comercializadores.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o procedimento de leilões públicos para o fornecimento de energia para o ACR não se aplica à energia gerada por:

- geradoras distribuída com capacidade instalada até 30 MW, tal como PCHs e outras usinas de geração conectadas diretamente ao sistema da distribuidora;
- geradoras enquadradas na primeira fase do PROINFRA;
- Itaipu; ou
- contratos bilaterais celebrados antes do sancionamento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Uma vez que a compra de energia para consumidores cativos passou a ser realizada no ACR, a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podiam atender até 30% de suas necessidades de energia por meio da energia adquirida de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou em função de leilões de energia onde empresas afiliadas atuarem concomitantemente como vendedoras e compradoras, num processo competitivo.

Para minimizar os efeitos de perdas resultantes dos consumidores potencialmente livres escolhendo se tornar consumidores livres, distribuidoras podem reduzir a quantidade de energia contratada com as geradoras existentes antes da promulgação da nova Lei do Novo Modelo do Setor, no valor exato do volume de energia que eles não irão mais distribuir aos consumidores livres.

Contratos Iniciais

Em conexão com o programa nacional de desestatização e para garantir que a transição de um mercado regulado para não regulado fosse tão tranquilo quanto possível, geradoras e distribuidoras de energia foram solicitadas a compra e vender energia no âmbito dos Contratos Iniciais. Os Contratos Iniciais do período de 1998 a 2005 continham preços não negociáveis (em reais) e quantidades que eram reguladas pela ANEEL. O preço dos Contratos Iniciais eram revisados anualmente conforme o IGP-M nas datas coincidentes com as revisões de tarifas das distribuidoras de forma que qualquer aumento nos custos sob os Contratos Iniciais eram repassados adiante para os consumidores através dos aumentos das tarifas de distribuição. O volume de energia comprada pelas companhias distribuidoras, inclusive pela Rede Energia, conforme os Contratos Iniciais permaneceram firmes de 1998 até 2002, mas de acordo com as regulamentações da ANEEL, começaram a cair 25,0% anualmente a partir de dezembro de 2002, e os Contratos Iniciais se encerraram em 31 de dezembro de 2005.

Contratos Bilaterais

Antes do sancionamento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, distribuidoras celebraram contratos bilaterais com companhias geradoras, inclusive afiliadas de distribuidoras. Nesses contratos bilaterais, preços foram livremente negociados entre as partes. Os preços negociados nesses contratos bilaterais foram influenciados primariamente pelas limitações regulamentares na capacidade das distribuidoras de transferirem os custos da energia comprada para seus consumidores através das tarifas. Após o sancionamento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, esses contratos bilaterais permaneceram válidos com base nos seus próprios termos. Contudo, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico prevê que os prazos, preços e volumes de contratos bilaterais celebrados por distribuidoras e aprovadas pela ANEEL antes da sanção da Lei do Novo Modelo não podem ser aditados.

Itaipu

Itaipu é a maior hidrelétrica em operação no mundo, com uma capacidade instalada de 12.600 MW e localizada na fronteira entre o Brasil e Paraguai. O Governo Federal detém a participação acionária de 50% do capital total da Itaipu através da Eletrobrás, e os remanescentes 50% pertencem ao governo do Paraguai. CEMAT, CNEE, EEB, EDEVP, CAIUA e ENERSUL, bem como as distribuidoras que fazem parte do sistema conectado no sul, sudeste e centro-oeste do Brasil, compulsoriamente compram da Eletrobrás quotas de energia gerada por Itaipu, por exigência da ANEEL.

A tarifa pela qual a energia gerada por Itaipu é vendida é denominada em Dólar e estabelecida conforme o acordo internacional entre o Brasil e o Paraguai. Consequentemente, as tarifas da Itaipu variam conforme a flutuação cambial do Real contra o Dólar. Variações no preço da energia gerada por Itaipu é sujeita à recuperação como parte dos custos da Parcela A.

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras devem contratar 100% da sua demanda esperada de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Para cumprir essa finalidade, as distribuidoras devem realizar aquisições de energia nos leilões regulados pela ANEEL, seja para a aquisição junto de projetos de geração já existentes ou novos.

No ACR, empresas de distribuição compram energia para seus mercados de energia por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL, e operacionalizados pela CCEE. Compras de energia são feitas por meio de dois tipos de contratos: (1) Contratos de Quantidade de Energia utilizados para Usinas Hidrelétricas, e (2) Contratos de Disponibilidade de Energia, utilizados para Usinas Termelétricas. Esses tipos de contratos são formalizados por meio de um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, disponibilizado através dos Editais dos respectivos leilões.

Nos termos do Contrato de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer determinado volume de energia e assume o risco de que esse fornecimento de energia seja afetado por condições hidrológicas e níveis baixos dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam reduzir a energia produzida ou alocada, hipótese na qual a geradora é obrigada a comprar energia de outra fonte a fim de cumprir seu compromisso de fornecimento. De acordo com o Contrato de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar um volume específico de capacidade ao ACR. Se o gerador tiver um contrato de disponibilidade de energia, não haverá liquidação de diferenças para o gerador, pois o resultado líquido da contabilização das diferenças de todos os geradores contratados nessa modalidade será alocado ao *pool*, para repasse aos consumidores regulados. Assim, a receita da geradora está garantida e possíveis riscos hidrológicos são imputados às distribuidoras. Entretanto, eventuais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos consumidores. Juntos, esses contratos constituem os CCEAR. Atualmente, somente as UTEs possuem contratos de disponibilidade, celebrados através dos leilões regulados no ACR.

Leilões de Energia

As diretrizes para a compra e venda de energia elétrica no ACR, estabelecidas na regulamentação, determinam como as distribuidoras devem cumprir a obrigação de atender toda demanda do mercado, especialmente por meio de leilões de compra de energia elétrica. Em termos gerais, a partir de 2005, todas as distribuidoras, geradoras, comercializadoras, produtores independentes de energia elétrica e consumidores livres estão obrigados a informar à ANEEL, até 1º de agosto de cada ano, suas respectivas estimativas de demanda ou geração de energia elétrica, conforme o caso, para o quinquênio seguinte. Cada distribuidora deverá informar ao Ministério de Minas e Energia - MME, no prazo de 60 dias de cada leilão de energia elétrica, a quantidade de energia elétrica que pretende contratar no leilão. Além disso, as distribuidoras deverão especificar a porcentagem de energia elétrica que contratarão e que será alocada para atender consumidores que dispõem das condições necessárias à opção pelo fornecimento no ACL e optam por continuar como consumidores cativos da distribuidora local - consumidores potencialmente livres.

Os editais de licitação dos leilões são preparados pela ANEEL em conformidade com as diretrizes definidas pelo MME, e submetidos à Audiência Pública. O MME determina o preço máximo de venda de energia nos leilões.

Cada geradora que participar do leilão assinará um contrato para a compra e venda de energia elétrica com cada distribuidora participante do leilão, na proporção da respectiva demanda estimada de energia elétrica das

distribuidoras. A única exceção a essas regras é o leilão de ajuste de mercado, no qual os contratos serão firmados entre as geradoras/comercializadoras e distribuidoras específicas. O preço dos contratos de compra são revisados anualmente para refletir as alterações do IPCA.

As distribuidoras obrigatoriamente tem que oferecer garantias financeiras para o adimplemento dos contratos de compra de energia através (1) de um certificado de depósito emitido por um banco, ou (2) uma fiança bancária garantida com o penhor de receitas da distribuidora em quantia igual à média das três últimas faturas relativas ao contrato de compra de energia.

Leilões de Ajuste

Os Leilões de Ajuste têm por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga. Contudo, o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e alterações posteriores, estabeleceu, em seu artigo 26, o limite de 5% da carga total contratada pelos agentes de distribuição para os anos de 2008 e 2009.

Leilões de Energia Existente

Leilões de energia gerada por geradoras existentes antes de 16 de Março de 2004 que tinham contratos de energia aprovados pela ANEEL ocorrem:

- no ano anterior da data de entrega inicial no contrato de compra de energia, que são referidos como “Leilões A-1”; e
- no próprio ano da data de entrega, que são referidos como “leilões de ajuste de mercado”.

Os contratos de compra executados em conexão com os leilões de A-1 terão prazo entre 5 e 15 anos. Os contratos de compra executados em conexão com os leilões de ajuste de mercado devem durar, obrigatoriamente, 2 anos ou menos. A CCEE já organizou vários leilões de energia existente com datas de entrega inicial a partir de 2005 até 2009.

Em algumas circunstâncias as distribuidoras são permitidas a reduzir a quantidade de energia que elas têm que comprar no âmbito dos contratos de compra celebrados no leilões de energia existente. No caso de um consumidor potencialmente livre de uma distribuidora exercer a opção de se tornar consumidor livre, a distribuidora pode reduzir seu compromisso de compra de energia existente, pela quantidade que iria suprir o consumidor potencialmente livre. No caso da demanda efetiva por energia experimentada pela distribuidora 2 anos depois do início da declaração da demanda for menor que a demanda estimada por ela, a distribuidora poderá reduzir seus compromissos com energia existente, em até 4% ao ano da quantidade inicialmente contratada. No caso da distribuidora aumentar a quantidade de energia que ela compra sob os contratos celebrados antes do sancionamento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relativas à expansão de PCHs, a distribuidora pode reduzir seus compromissos de compra pela quantidade equivalente ao aumento de suas compras realizadas. Há também outro mecanismo mitigador de riscos na contratação de energia pelas distribuidoras, que é o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSDD, onde as distribuidoras podem trocar entre si sobras e déficits de energia, restritos aos contratos de energia existente e Itaipu. O MCSDD é executado mensalmente pela CCEE.

Leilões de Energia Nova

Leilões de energia gerada por geradoras que se tornaram operacionais depois de 16 de março de 2004 ou que eram operacionais antes desta data, mas que não tinham tido seus contratos de compra aprovados pela ANEEL, acontecerão:

- 5 anos antes da data de entrega inicial especificada no contrato de compra, que são referido como “A-5”; e
- 3 anos antes da data de entrega inicial especificada no contrato de compra, que são referido como “A-3”.

Os contratos de compra celebrados no âmbito de leilões A-5 e A-3 possuem prazo de vencimento entre 15 e 30 anos. A CCEE, sob delegação da ANEEL, é responsável pela organização de leilões A-5 e A-3. Os contratos de

compra celebrados no âmbito destes leilões têm, cada um, prazo de 30 anos para os projetos de UHEs e 15 anos para UTEs.

Leilões de Reserva

Os Leilões de Energia de Reserva têm por objetivo a venda de energia de reserva, destinada a aumentar a segurança e garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

Leilão de Fontes Alternativas

Os Leilões de Fontes Alternativas têm por objetivo ser um dos mecanismos para suprir o mercado consumidor das concessionárias de distribuição, vez que as distribuidoras de energia elétrica devem contratar a totalidade da demanda de seu mercado consumidor, primordialmente mediante a aquisição de energia elétrica através dos leilões de energia realizados no ACR.

Leilão UHE Santo Antonio

Os leilões de compra de energia elétrica proveniente de projetos de geração indicados por Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e devidamente aprovados pelo Presidente da República poderão ser promovidos nas modalidades A-5 e A-3, para empreendimentos que possuam prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, a fim de assegurar a otimização da modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico, além de garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica.

Por meio da Resolução CNPE nº 04, de 28 de setembro de 2007, o Aproveitamento Hidrelétrico de Santo Antônio foi indicado como projeto de geração com prioridade de licitação e implantação, tendo sido outorgada à CCEE a incumbência de promover o Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente da Usina Hidrelétrica Santo Antônio.

Leilão UHE Jirau

Os leilões de compra de energia elétrica proveniente de projetos de geração indicados por Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e devidamente aprovados pelo Presidente da República poderão ser promovidos nas modalidades A-5 e A-3, para empreendimentos que possuam prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, a fim de assegurar a otimização da modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico, além de garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica.

Por meio da Resolução CNPE nº 01, de 11 de fevereiro de 2008, o Aproveitamento Hidrelétrico de Santo Antônio foi indicado como projeto de geração com prioridade de licitação e implantação, tendo sido outorgada à CCEE a incumbência de promover o Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente da Usina Hidrelétrica Santo Antônio.

Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico criou o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Este mecanismo permite a transferência, entre distribuidoras, de volumes de energia contratados através dos CCEARs. Tal mecanismo, de periodicidade mensal, constitui-se em um importante instrumento para a mitigação do risco de mercado para as distribuidoras, pois as empresas com volumes contratados excedentes podem transferi-los para aqueles com insuficiência de energia elétrica contratada.

Limitação de Repasse de Custos de Aquisição de Energia nos Leilões

Para contratos de compra de energia pelas distribuidoras, celebrados até 16 de março de 2004, ficaram mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia, com limites de repasse dos preços de compra às tarifas dos consumidores da distribuidora, baseados em Valores Normativos, determinados pela ANEEL à época. Para contratos de compra de energia celebrados após aquela data, os critérios de repasse foram alterados, conforme explicado abaixo.

A regulamentação estabelece um mecanismo, o Valor Anual de Referência - VR, que limita os custos a serem repassados para o consumidor final. Esse Valor Anual de Referência - VR corresponde à média ponderada dos preços de energia elétrica nos leilões “A-5” e “A-3”, calculada para todas as distribuidoras.

O Valor Anual de Referência - VR cria um incentivo para que as distribuidoras contratem sua demanda estimada de energia elétrica nos leilões “A-5”, onde os preços devem ser menores do que nos leilões “A-3”. Ele será aplicado durante os primeiros três anos dos contratos de compra de energia elétrica de novos projetos de geração de energia. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia elétrica desses projetos poderão ser repassados integralmente. O decreto estabelece as seguintes limitações à capacidade das distribuidoras de repassar custos ao consumidor:

- nenhum repasse de custos de compras de energia elétrica deverá exceder 103% da demanda real;
- repasse limitado de custos de compras de energia elétrica realizadas em um leilão “A-3”, caso o volume da energia elétrica adquirida ultrapasse 2% da demanda de energia elétrica adquirida nos leilões “A-5”;
- repasse limitado de custos de aquisição de energia elétrica de novos projetos de geração de energia elétrica caso o volume contratado pelos novos contratos em relação a instalações de geração existentes seja menor do que 96% do volume de energia elétrica estabelecido no contrato que está expirando;
- de 2005 a 2008, as compras de energia elétrica de instalações existentes no leilão “A-1” estão limitadas a 1% da demanda das distribuidoras. Caso a energia elétrica adquirida no leilão “A-1” ultrapasse 1%, o repasse de custos ao consumidor final será limitado a 70% do valor médio dos referidos custos de aquisição da energia elétrica gerada por instalações de geração existentes para entrega entre 2005 e 2008; e
- caso as distribuidoras deixem de cumprir a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será o menor valor dentre o preço efetivamente pago no mercado à vista e o Valor Anual de Referência – VR.

Ambiente de Contratação Livre - ACL

No ACL a energia elétrica é livremente negociada entre concessionárias de geração, produtores independentes de energia, autoprodutores, agentes de comercialização, importadores de energia e consumidores livres, essencialmente nos moldes do modelo institucional que vigorava antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

No ACL, compras e vendas de energia são feitas através de contratos bilaterais que são livremente negociados e preços e condições que são livremente aceitos pelas partes. Neste ambiente, a competição existe entre concessionários e autorizados de geração, empresas que comercializam energia como a REDECOM, importadores e consumidores livres.

Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998, conforme alterada, e no Decreto nº 2.655 de 02 de julho de 1998, conforme alterado, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, entre os quais as geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, os agentes comercializadores e/ou importadores de energia. Diferentemente da prestação dos serviços de distribuição e transmissão, cujos preços são regulados, na comercialização de energia elétrica os preços são fixados livremente, balizados pelas condições de mercado.

Regulamentação das Geradoras

Sob a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, novas concessões de geração serão concedidas nos leilões públicos, para a companhia que fizer a oferta com menor tarifação para a venda de energia no ACR.

Ao contrário das concessionárias de distribuição de energia elétrica, em geral, as concessionárias de geração não têm, em seus respectivos contratos de concessão, a fixação de tarifas, tampouco mecanismos de reajuste e revisão destas. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as geradoras somente poderão

vender sua energia para as distribuidoras por meio de leilões públicos conduzidos pela ANEEL e pela CCEE. Exceto quando o gerador é caracterizado como serviço público de geração, tal restrição não se aplica à venda de energia no ACL, onde as geradoras produtoras independentes de energia podem vender sua energia a preços livremente negociados.

Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

De acordo com as regras de comercialização em vigor, a proteção financeira contra riscos hidrológicos para os geradores é garantida através do MRE. O MRE é um mecanismo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores hidrelétricos, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN.

Sua função é garantir que todos os geradores participantes do MRE comercializem a energia assegurada que lhes foi atribuída pela ANEEL, independente de sua produção real de energia, desde que as usinas participantes do MRE, como um todo, tenham gerado energia suficiente para tal. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo (ou alocando) a energia excedente daquelas que geraram acima de suas Energias Asseguradas para aquelas que geraram abaixo de suas Energias Asseguradas. O despacho das usinas é determinado pelo ONS, que leva em conta a demanda de energia, as condições hidrológicas do SIN e as limitações da transmissão.

O ressarcimento dos custos de geração da energia realocada é realizado para compensar os geradores que realocam energia ao sistema acima de seu montante de energia assegurada. Isto é feito através do pagamento de seus custos variáveis de operação (exceto combustível) e das compensações financeiras pelo uso da água. Os custos desta energia realocada (de todos os geradores que doaram energia ao MRE) serão então totalizados e pagos por todos aqueles geradores que receberam energia do MRE. Esta contabilização, e a respectiva liquidação financeira do MRE, é realizada pela CCEE

O MRE abrange todas as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado e as pequenas centrais hidrelétricas que optaram pela inclusão no mecanismo.

Tarifas Regulamentares

Além do fundo de RGR e da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, empresas geradoras devem pagar as seguintes tarifas regulamentares.

Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos

À exceção de algumas PCHs, todas as instalações hidrelétricas no Brasil, inclusive UHE Guaporé, devem pagar uma taxa a Estados e municípios pelo uso de recursos hídricos, a Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos, ou CFURH, que foi introduzida em 1989. As taxas são determinadas com base no volume de energia gerado por cada empresa e são pagas aos Estados e municípios onde a usina ou o reservatório da usina está localizado.

Pagamento pelo Uso de Bem Público

No modelo institucional anterior a 2004, o Governo Federal impunha um encargo aos produtores independentes de energia baseada em recursos hídricos, exceto por PCHs, similar ao encargo cobrado de empresas do setor público em associação como Fundo RGR. Produtores independentes de energia eram obrigados a fazer contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público, ou Fundo UBP, de acordo com as regras do processo de licitação pública correspondente para a outorga de concessões.

ATIVIDADES DA COMPANHIA

A Companhia é uma companhia controladora de um dos principais grupos de distribuição de energia no Brasil, com atuação também nos segmentos de comercialização e geração. Atua em 578 municípios de sete Estados brasileiros, distribuindo energia para aproximadamente 4,4 milhões de consumidores. A Companhia possui a maior área de concessão de distribuição do Brasil entre grupos privados, cobrindo cerca de 2,8 milhões km², equivalentes a aproximadamente 34,0% do território nacional e superior às áreas combinadas da França, Espanha, Suécia, Alemanha, Polônia, Itália e Reino Unido, e que abriga uma população total de aproximadamente 15,0 milhões de habitantes.

Segundo a ABRADEE, a Companhia é a maior distribuidora de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em termos de número de consumidores, com 35,1% do total da região Norte e 28,9% do total da região Centro-Oeste, e em termos de consumo de energia, com 35,4% do total da região Norte e 37,4% do total da região Centro-Oeste. Entre 2003 e 2008, as áreas de concessão da Companhia nas regiões Norte e Centro-Oeste apresentaram conjuntamente um crescimento médio anual de 8,0% no consumo de eletricidade (considerando a inclusão da ENERSUL a partir de setembro de 2008), superior à média nacional nesse período que foi de 5,1% de acordo com a EPE.

Abaixo se encontram as principais informações financeiras e operacionais consolidadas da Emissora para os períodos indicados:

Rede Energia S.A. (consolidado)	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de				Período encerrado em 30 de setembro		
	2006	2007	2008	(em R\$ milhões) CAGR	2008	2009	Variação
Energia Distribuída (GWh)	13.081	14.038	15.995	10,6%	11.297	13.567	20,1%
Consumidores	3.152	3.348	4.243	16,0%	4.196	4.438	5,8%
Receita Bruta	4.775,1	5.179,7	6.075,1	12,8%	4.166,1	5.605,9	34,5%
Receita Líquida	2.900,9	3.300,2	3.995,8	17,4%	2.706,0	3.751,4	38,6%
EBITDA ⁽¹⁾	905,4	1.026,0	1.068,9	8,6%	686,8	853,5	24,3%
Margem EBITDA (%)	31,2%	31,1%	26,8%	-7,3%	25,4%	22,8%	-10,2%
Lucro/Prejuízo	88,5	28,7	205,3	52,3%	(224,2)	(55,6)	75,2%
Endividamento – Curto Prazo	657,9	345,9	1.015,4	24,2%	877,7	1.388,0	58,1%
Endividamento – Longo Prazo	1.966,7	3.074,4	3.469,3	32,8%	3.534,5	3.392,8	-4,0%

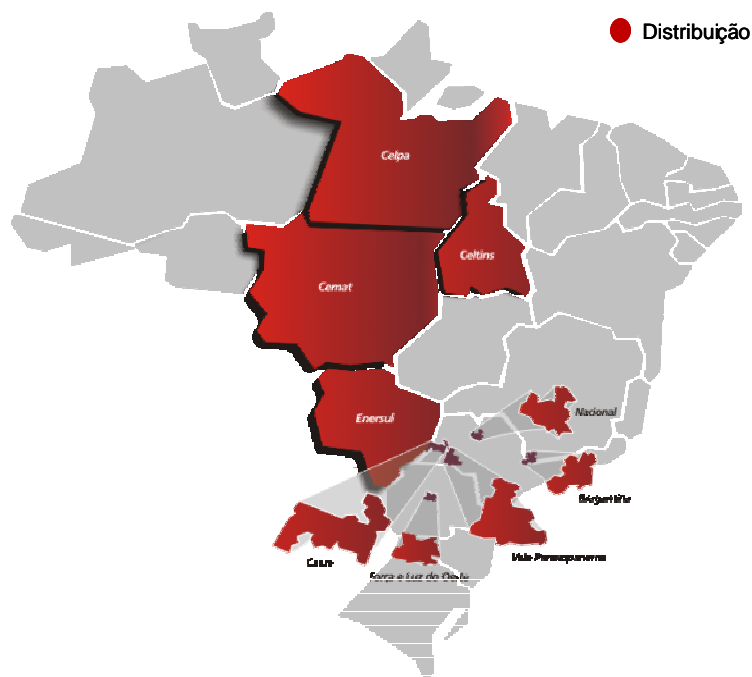
⁽¹⁾ EBITDA: O EBITDA representa o lucro (prejuízo) líquido excluindo-se os efeitos de resultado em participações societárias, resultado financeiro, resultado não operacional, imposto de renda, contribuição social, crédito fiscal diferido, participação dos minoritários, depreciação e amortização. O EBITDA não é uma medida sob as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou dos Estados Unidos e não deverá ser considerado como alternativa ao lucro líquido como indicador do resultado operacional nem como alternativa ao caixa operacional como indicador de liquidez. O EBITDA calculado pela Companhia pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias. Vide Seção “Sumário das Informações Financeiras e Operacionais Consolidadas – Reconciliação do EBITDA”, na página 24 deste Prospecto.

Os principais ramos de atuação da Companhia são:

Distribuição

Em 2008 e nos primeiros nove meses de 2009, as atividades de distribuição representaram 100,1% e 94,4% do EBITDA consolidado da Companhia, o que equivale a R\$1.069,6 milhões e R\$805,7 milhões respectivamente.

O mapa a seguir ilustra a área de atuação das distribuidoras CEMAT, CELPA, ENERSUL, CELTINS e REDESUL/SUDESTE:



A tabela a seguir apresenta alguns dados operacionais relativos às distribuidoras :

	Estado de Atuação	Percentual do Território Brasileiro	Crescimento médio do consumo de energia de 2004 até 2008	Vendas de Energia no exercício encerrado em 31 de dezembro de (GWh)			Consumidores atendidos em 31 de dezembro de (mil)		
				2006	2007	2008	2006	2007	2008
CEMAT	Mato Grosso	10,6%	7,8%	3.982	4.347	4.782	828	875	940
CELPA	Pará	14,7%	6,7%	4.739	5.117	5.519	1.393	1.498	1.550
ENERSUL⁽¹⁾	Mato Grosso do Sul ⁽²⁾	3,9%	1,0%	-	-	2.928			741
CELTINS	Tocantins	3,3%	8,2%	964	1.068	1.149	345	373	393
REDE SUL / SUDESTE⁽³⁾	Partes dos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná	0,4%	3,6%	2.751	2.880	3.098	587	602	618

(4) Adquirida em 11 de setembro de 2008.

(5) Exceto 5 municípios de um total de 78 municípios.

(6) Cinco distribuidoras administradas conjuntamente como uma única unidade operacional que atendem 83 municípios nos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná.

Comercialização

Desde 2004, a Companhia tem expandido as atividades de comercialização de energia desenvolvidas pela REDECOM sobretudo como forma de prestar serviços de valor agregado a seus clientes no crescente mercado dos consumidores livres e ainda de mitigar eventuais perdas da Companhia com a migração de consumidores cativos para consumidores livres. A REDECOM realiza atividades de compra e venda de energia elétrica convencional e alternativa, representação em leilões, assessoria em contratos com terceiros e avaliação de oportunidades no mercado livre de energia. A REDECOM é a única empresa comercializadora de energia do Brasil certificada pela norma ISO 9001/2000 (uma norma internacional que fornece requisitos para qualidade). A REDECOM é também a maior comercializadora brasileira de fontes alternativas e renováveis de energia. Em 2008 e no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, as atividades de comercialização representaram 0,0% e 2,6% do EBITDA consolidado da Companhia, o que equivale a R\$0,5 milhão e R\$22,2

milhões, respectivamente. A receita operacional bruta da REDECOM passou de R\$149,8 milhões em 2007 para R\$229,7 milhões em 2008, um crescimento de 53,4%, e de R\$171,9 milhões no período encerrado em 30 de setembro de 2008 para R\$224,0 milhões no período encerrado em 30 de setembro de 2009, um crescimento de 30,3%.

Geração

Em 2008 e nos primeiros nove meses de 2009, as atividades das geradoras representaram 12,7% e 3,7% do EBITDA consolidado da Companhia, o que equivale a R\$135,9 milhões e R\$32,0 milhões, respectivamente. Atualmente a Companhia opera a UHE Guaporé no Estado do Mato Grosso, com capacidade instalada total de 120,0 MW, e as PCHs Juina e Aripuanã, também no Estado do Mato Grosso, com capacidade instalada de 5,3MW e 0,8 MW, respectivamente. Adicionalmente, a Denerge detém 49,0% da concessão para a implantação e exploração do Aproveitamento Hidrelétrico Couto Magalhães, localizado na divisa dos Estados do Mato Grosso e Goiás, com capacidade prevista de 150 MW. Atualmente a Companhia está elaborando o Projeto Básico de Engenharia e desenvolvendo o Licenciamento Ambiental deste aproveitamento. A previsão é de início das obras no 2º semestre de 2010 ou 1º semestre de 2011, com o início de geração de energia elétrica a partir de 2013.

Pontos Fortes

A Companhia acredita possuir os seguintes pontos fortes:

- *Crescimento histórico acima da média nacional e potencial elevado nas regiões em que atua.* As concessões de distribuição estão localizadas em regiões que apresentam crescimento do consumo de energia superiores à média nacional, de acordo com o IBGE e Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) (entidade governamental responsável pela elaboração de estudos e pesquisas para o planejamento do setor energético). A Companhia acredita que essas áreas do Brasil vão lhe permitir obter um crescimento orgânico diferenciado. O consumo de eletricidade nos Estados do Pará, Mato Grosso e Tocantins registrou um crescimento médio anual de 6,3%, 6,4% e 8,2%, respectivamente, entre 2003 e 2008. O Estado do Mato Grosso do Sul apresentou crescimento acumulado de 6,8% no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009 comparado ao mesmo período de 2008. De 2000 até 2008 a Companhia teve um crescimento orgânico, por meio da conexão de 1,4 milhão de consumidores novos à sua rede, representando um crescimento médio anual de 5,2% de sua base de consumidores no período. Tendo em vista sua experiência na identificação e implantação de soluções adequadas para áreas muito extensas e com baixa densidade populacional, a Companhia acredita que tem a capacidade para se beneficiar de tais oportunidades e manter suas altas taxas de crescimento. A Companhia acredita também que as regiões em que atua oferecem oportunidades de expansão e crescimento significativas, fundamentalmente em razão do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), instituído pelo Governo Federal, que prevê um investimento total de R\$49,6 bilhões até o final de 2010, nos Estados do Pará, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Tocantins. Esses investimentos serão destinados para logística, desenvolvimento energético, social e urbano. Este mercado, além de ter um crescimento acima da média nacional, apresenta relativa previsibilidade, com base no crescimento médio das Regiões Norte e Centro-Oeste de 6,2% ao ano verificado de 2006 até 2008, bem como na sua receita bruta consolidada, que apresentou um crescimento médio anual de 8,5%, nesse mesmo período, sem incluir a ENERSUL na base de 2008.
- *Ampla experiência na aquisição, recuperação e reorganização de empresas com potencial significativo para obtenção de melhoria operacional.* Desde os anos 80, quando iniciou seu processo de expansão, a Companhia acumulou grande experiência na aquisição, reorganização e recuperação de empresas em dificuldades, particularmente no setor de distribuição de energia elétrica. Essa experiência foi aplicada com sucesso após assumir o controle da CELTINS em 1989, da CEMAT em 1997 e da CELPA em 1998 onde rapidamente promoveu significativas melhoras operacionais e financeiras, e durante o processo de reestruturação e desverticalização pelo qual passou entre 2005 e 2006. A Companhia segue altos padrões de qualidade na prestação de seus serviços, o que tem proporcionado um alto reconhecimento por parte de seus consumidores. As distribuidoras têm apresentado evolução significativa dos principais índices de desempenho operacional. Sua produtividade, medida pelo número de consumidores por empregado, atingiu a marca de 666 consumidores por empregado em 2008, comparado a 605 em 2007 e 566 em 2006. Em 2009, a distribuidora CEMAT foi eleita pela ABRADÉE a melhor empresa de energia elétrica da região Norte e Centro-Oeste, juntamente com a Vale do Paranapanema, igualmente considerada a melhor das concessionárias com menos de 500.000 clientes. Em 11 de setembro de 2008, a Companhia concluiu a aquisição da ENERSUL, principal distribuidora

do Estado do Mato Grosso do Sul, consolidando assim sua posição de liderança nas regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil. Sob sua gestão, já em 2009, a ENERSUL foi elencada pela ABRADEE como a segunda melhor empresa da região Centro-Oeste com uma diferença de 0,4% abaixo da CEMAT. Há menos de um ano sob seu controle a ENERSUL recebeu, ainda, pela ABRADEE a melhor pontuação em imagem em um histórico de onze anos de avaliação. A Companhia acredita que sua reconhecida qualidade com relação à prestação de seus serviços e sua eficiência operacional possibilita a manutenção de uma imagem positiva junto a seus consumidores e um bom relacionamento com o Poder Concedente, o que colabora para a expansão de seus negócios.

- *Previsibilidade tarifária e longo prazo das concessões.* As tarifas das principais distribuidoras da Companhia estão definidas para os próximos 4 e 5 anos após a conclusão das revisões tarifárias de 2007 e 2008, respectivamente. Dentre as principais concessões de distribuição, a CELTINS, a CEMAT, a ENERSUL e a CELPA possuem prazos de validade até os anos de 2020, 2027, 2027 e 2028, respectivamente, podendo tais prazos serem prorrogados por mais 30 anos (ou 20 anos no caso da CELTINS), nos termos dos respectivos contratos de concessão.
- *Forte compromisso e longa experiência no setor elétrico brasileiro.* A administração sênior tem, em média, mais de 20 anos de experiência no setor elétrico. A Companhia é um grupo privado com tradição nesse setor, em atividade desde 1903 com a fundação da Empresa Elétrica Bragantina S.A., sendo que desde então foi mantido o comprometimento com o setor e com o País. Durante todos esses anos, a Companhia adquiriu um vasto conhecimento do mercado, seus aspectos regulatórios e operação do negócio. Em 1989, em uma parceria inédita com o Estado de Tocantins, a Companhia adquiriu a CELTINS, primeira distribuidora de energia elétrica a ser privatizada no Brasil, e, nos anos de 1997 e 1998, participou do programa de privatização ocorrido no setor de energia elétrica, por meio das aquisições das empresas CEMAT e CELPA. Os principais membros da administração lideraram, juntos, o processo de recuperação e reorganização das suas empresas durante o processo de expansão.
- *Experiência no desenvolvimento e operação de projetos de geração e comercialização.* A Companhia tem ampla experiência em projetos de geração hidrelétrica, adquirida no desenvolvimento e na operação de 28 usinas de pequeno e médio portes nos últimos 20 anos, representando uma capacidade instalada de aproximadamente 335 MW. Com a entrada em operação da UHE Lajeado em dezembro de 2001, cuja participação foi transferida para a Energias do Brasil em 11 de setembro de 2008, a Companhia tornou-se o primeiro grupo privado a desenvolver integralmente um projeto de geração hidrelétrica de grande porte desde a fase de estudo de viabilidade (capacidade instalada de 902,5 MW). A Companhia atua na comercialização de energia desde 2004. Naquele exercício, atendeu 6 consumidores livres e comercializou um total de 107 GWh. Em 2009, atendeu 145 consumidores e comercializou 1.729 GWh nos primeiros nove meses do ano, mercado o que posiciona a Companhia entre as 5 maiores comercializadoras do Brasil, sendo que a Companhia é a maior comercializadora brasileira no fornecimento de fontes incentivadas e renováveis de energia, segundo a CCEE.

Estratégias de Negócio

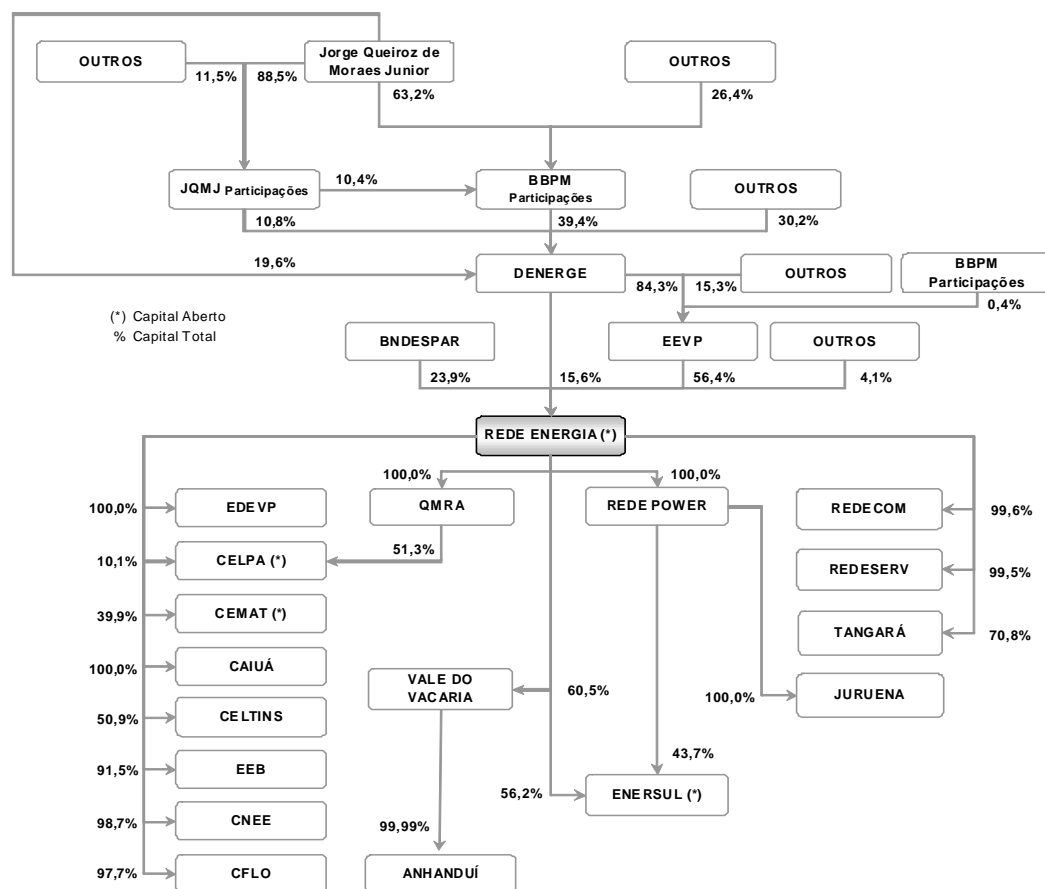
As principais estratégias da Companhia são as seguintes:

- *Investir em eficiência técnica e operacional.* Esta estratégia tem como objetivo a centralização e a otimização dos macro-processos principais da Companhia, com aproveitamento máximo de sua estrutura corporativa, permitindo que as empresas estejam orientadas e dimensionadas exclusivamente à realização de sua atividade fim, visando ao aumento da eficiência operacional e ao controle rigoroso de seus custos operacionais e administrativos. Essa centralização está baseada na adoção de novas tecnologias, como digitalização da rede elétrica, modernização de Centros de Operação do Sistema e da Distribuição, canais adequados de telecomunicações e conceitos modernos de logística e suprimentos, entre outros. Em 2009, a Companhia deu início ao “Projeto Evoluir”, que consolida e unifica os esforços de melhorias técnica e operacionais da Companhia e que engloba sete frentes integradas de atuação: (i) criação do centro de serviço compartilhado com o objetivo de unificar os processos contábeis, fiscais e financeiros; (ii) estruturação do processo unificado de cobrança; (iii) estruturação da operação e engenharia com vistas a melhorar a eficiência das áreas operacionais; (iv) elaboração do manual de controle patrimonial elétrico para permitir maior eficiência nas negociações tarifárias; (v) implantação de um serviço centralizado de call center capaz de atender com qualidade e eficiência de custos as necessidades de todas as empresas; (vi) aperfeiçoamento dos procedimentos de distribuição de modo a permanentemente atender às exigências da ANEEL, e (vii) implantação do sistema SAP.

- *Continuar a Investir em programas de redução de perdas.* A Companhia continuará a investir na expansão e aperfeiçoamento dos programas de redução de perdas com o objetivo de reduzir seus índices atuais. Assumindo que todas as demais variáveis fiquem constantes, estima-se que cada ponto percentual de redução na perda consolidada significa um acréscimo de aproximadamente R\$38,21 milhões por ano no EBITDA consolidado da Companhia. A estratégia conjuga os esforços de combate às perdas comerciais por meio de fiscalização, combinados com (i) substituição de medidores mecânicos por eletrônicos e (ii) uso de moderna tecnologia de medição, em sistemas centralizados que permitem monitoramento e controle “on line” do fornecimento de energia elétrica, bem como corte e religamento remotos.
- *Expandir a base de consumidores e intensificar os negócios nas áreas em que atua.* A Companhia pretende aproveitar o potencial de crescimento de seus negócios nas áreas em que atua para atrair novos consumidores às suas redes, investindo na expansão e melhoria de seus sistemas de distribuição. A Companhia acredita ainda que as regiões em que atua oferecem oportunidades de expansão e crescimento significativo, podendo-se citar, inclusive, o PAC, instituído pelo Governo Federal, que prevê um investimento total de R\$66,9 bilhões, nos Estados do Pará, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Tocantins até o final de 2010, que serão destinados a logística, desenvolvimento energético, social e urbano. Adicionalmente, a Companhia acredita que os programas de incentivo governamentais representam oportunidades para acelerar o crescimento da base de consumidores e a expansão de sua rede nas áreas em que atua. Nos primeiros nove meses de 2009, a Companhia conectou ao seu sistema aproximadamente 195,6 mil novos consumidores em suas áreas de atuação.
- *Expandir e fortalecer a atividade de comercialização.* A Companhia pretende expandir e fortalecer suas atividades de comercialização e intermediação de venda de energia, as quais representam uma importante oportunidade de fidelização de consumidores existentes e de captação de novos consumidores, de modo que a Companhia possa operar com eficiência e lucratividade não apenas na compra e venda de energia mas também em atividades integradas como representação em leilões de energia convencional e alternativa, assessoria em contratos com terceiros e avaliação para clientes de oportunidades nos mercados de curto, médio e longo prazos.
- *Consolidar os negócios e operações.* A Companhia continuará a buscar a consolidação de suas participações acionárias nas atividades de distribuição e geração por meio de aquisições de participações minoritárias. Adicionalmente, a Companhia poderá vir a avaliar outras transações que proporcionem a complementação de suas operações e que apresentem potencial de crescimento e retorno atrativo sobre o investimento. Neste sentido, em setembro de 2008, a Companhia concluiu a aquisição da ENERSUL, principal distribuidora do Estado do Mato Grosso do Sul, consolidando assim sua posição de liderança nas regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil, e outubro de 2008, a Companhia consolidou sua posição na Celpa, aumentando sua participação indireta de 43,43% para 61,37% no seu capital total.

Organograma Societário

O organograma abaixo mostra a estrutura societária do grupo na data deste Prospecto:



(*) Companhias de capital aberto.

(**) Percentual do BNDESPAR, EEVP e Outros referem-se à participação no capital total da Companhia e não apenas no capital votante.

Abaixo segue uma tabela com as participações acionárias diretas e indiretas (capital total e capital votante) em suas principais controladas nas datas indicadas:

Empresas	Atividade	Em 31 de dezembro de			Em 30 de setembro de	
		2008	2007	2006	2009	
		Capital Total (%)			Capital Total (%)	Capital Votante (%)
CELPA	Distribuição	61,4	43,4	43,4	61,4	65,2
CEMAT	Distribuição	39,9	39,9	37,5	39,9	61,8
CELTINS	Distribuição	50,9	50,9	50,9	50,9	70,0
ENERSUL ⁽¹⁾	Distribuição	99,9	-	-	99,9	99,9
Caiuá Distribuidora	Distribuição	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
EEB	Distribuição	91,5	91,5	91,5	91,5	96,4
CNEE	Distribuição	98,7	98,7	98,7	98,7	100,0
CFLO	Distribuição	97,7	97,7	97,7	97,7	97,7
EDEVP	Distribuição	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Juruena	Geração	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Rede Lajeado ⁽²⁾	Geração	-	53,7	59,8	-	-
Tangará Energia	Geração	70,8	70,8	67,3	70,8	100,0
Vale do Vacaria	Bioenergia	50,9	50,9	-	60,5	60,5
AnhanduÍ	Bioenergia	50,9	50,9	-	60,5	60,5
Rede Power do Brasil S.A.	Prest. Serviços	100,0	100,0	99,8	100,0	100,0
QMRA Participações S.A.	Holding	100,0	65,0	65,0	100,0	100,0
REDECOM	Comercialização	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6
REDESERV	Prest. Serviços	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5

(1) Participação adquirida em 11 de setembro de 2008 em razão da Permuta de Ativos.

(2) Participação alienada em 11 de setembro de 2008 em razão da Permuta de Ativos.

Eventos Recentes

Empréstimo com o BNDES

Em 29 de setembro de 2009, a Diretoria do BNDES aprovou, por meio da Decisão Dir 1055/2009 – BNDES, um empréstimo em favor da CELPA, no valor total de R\$449,3 milhões, dividido em três subcréditos sobre os quais incidirão juros que variam de 3,57% a 4,50% a.a. acima da TJLP. Esse empréstimo será garantido pela QMRA e pela Rede Energia, na condição de devedoras solidárias, e por cessão e vinculação da receita proveniente da prestação de serviços de energia elétrica ou de outros recursos equivalente a, no mínimo, 1,5 vezes o valor correspondente ao serviço da dívida mensal.

Reorganização Societária

Entre 2005 e 2006, as empresas da Companhia e outras empresas controladas pela Denerge e pela EEVP, suas controladoras, passaram por um processo de reestruturação societária dividido em três etapas.

A primeira etapa compreendeu o processo de desverticalização exigido pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (vide Seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil”, na página 147 deste Prospecto, com o propósito de segregar as atividades de geração, distribuição e transmissão da Companhia (a “Desverticalização”). A Desverticalização da Companhia foi aprovada pela ANEEL, através da Resolução Autorizativa ANEEL nº 309, de 5 de setembro de 2005.

A segunda etapa compreendeu a centralização do endividamento da Companhia, foi concluída em março de 2006, após a consolidação do processo de Desverticalização, e compreendeu as seguintes operações:

- A Companhia assumiu dívidas que haviam sido contraídas pela EEVP, sua controladora, no valor de R\$160,6 milhões, e pela Denerge, sua outra controladora, no valor de R\$470,3 milhões, cujos recursos foram repassados às suas controladas.
- A Companhia assumiu, no mesmo ato, créditos que a EEVP e a Denerge tinham contra suas controladas, no valor de R\$19,9 milhões da EEVP e de R\$438,7 milhões da Denerge.

A Companhia assinou com BNDES, em 30 de novembro de 2006, o Contrato de Confissão Reescalonamento e Consolidação (nº 06.2.1005.1), consolidando e reescalonando a dívida no montante de R\$549,0 milhões. Em 30 de setembro de 2009, o saldo devedor da dívida era de R\$186,7 milhões.

Como resultado da segunda etapa, a Companhia tinha em 30 de setembro de 2009 um saldo líquido de ativo a receber junto à EEVP, no valor de R\$225,8 milhões, e um saldo líquido de passivo a pagar junto à Denerge, no valor de R\$50,7 milhões. Estes montantes deverão ser liquidados no prazo máximo de 10 (dez) anos em condições de mercado, conforme usualmente praticadas pelas empresas da Rede Energia na administração de seus recursos financeiros (vide Seção “Operações com Partes Relacionadas”, na página 214 deste Prospecto). Esta segunda etapa foi concluída em março de 2006.

A terceira e última etapa compreendeu a centralização de todos os ativos relativos ao setor elétrico da Rede Energia, com a transferência da EDEVP, REDECOM e REDESERV para a Companhia, foi concluída em junho de 2006 e compreendeu as seguintes operações:

- A Companhia adquiriu da EEVP participação acionária representativa de 100,0% do capital social de EDEVP, pelo valor de R\$118,5 milhões.
- A Companhia adquiriu da Denerge as participações acionárias representativas de: (i) 99,60% do capital social de REDECOM, pelo valor de R\$46,1 milhões, e (ii) 99,50% do capital social da REDESERV, pelo valor de R\$19,4 milhões.

O valor total das participações adquiridas nesta terceira etapa foi de R\$184,0 milhões, o qual será pago em condições de mercado, conforme usualmente praticadas pelas empresas da Rede Energia na administração de seus recursos financeiros. Caso a Companhia tenha créditos contra as vendedoras nas datas de pagamento do referido saldo do preço de compra, haverá a possibilidade de se compensar o valor devido com estes créditos. Todas as autorizações necessárias à implementação destas operações de aquisição, inclusive da ANEEL, foram obtidas.

Adicionalmente, como parte do esforço de reequacionamento da estrutura de capital da Companhia, foram realizados os desinvestimentos de determinados ativos de geração, cujos recursos foram utilizados,

primordialmente, para a redução do endividamento da Rede Energia. Nos últimos 3 anos, os seguintes ativos foram alienados:

Em novembro de 2005, CELPA alienou a UHE Curuá-Una, com a capacidade instalada de 5,1 MW, para a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – ELETRONORTE, ou Eletronorte, como contrapartida na redução no montante R\$75,0 milhões referente a dívidas de suprimento de energia que a Companhia tinha com a Eletronorte desde época do racionamento.

Em 21 de setembro de 2006, a Companhia vendeu a sua subsidiária Celtins Energia S.A., que controlava 3 PCHs com a capacidade instalada de 15,4 MW, para a Tocantins Holding Ltda., uma empresa brasileira controlada pelo o grupo BRENNAND. O preço da venda foi de R\$33,9 milhões.

Em 06 de outubro de 2006, a Companhia vendeu a sua participação acionária em 10 empresas, detentoras de 19 PCHs, com capacidade instalada total de 90,2 MW, para a Enel Latin América LLC (empresa do grupo Enel, controlada pelo governo da Itália e que não tem relação societária com a Companhia) pelo valor total de R\$463,6 milhões.

Em 17 de março de 2008, a Companhia alienou todos os bens, equipamentos e instalações de transmissão de propriedade da Tocantins Energia S.A. para Centrais Elétrica do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE, pelo montante de R\$13.750.000,00 como parte do processo de desverticalização. Para maiores informações sobre o processo de desverticalização, veja a seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil - Restrições às Atividades das Distribuidoras”, na página 150 deste Prospecto.

Permuta de Ativos Para Aquisição da ENERSUL

Em 18 de junho de 2008, conforme divulgado em fato relevante publicado no mesmo dia, a Companhia e a Energias do Brasil celebraram Instrumento Particular de Compromisso de Permuta de Ativos e Outras Avenças (“Permuta de Ativos”), segundo o qual (i) a Companhia e a Rede Power se obrigaram a transferir à Energias do Brasil a totalidade de suas participações societárias nas sociedades Rede Lajeado, Tocantins Energia e Investco, e, (ii) a Energias do Brasil se obrigou a transferir à Companhia a totalidade da sua participação societária na ENERSUL.

A operação foi concluída e as participações societárias efetivamente permutadas em 11 de setembro de 2008, após obtenção das aprovações necessárias da ANEEL e do BNDES, de modo que, após essa data, a Companhia passou a controlar a ENERSUL e a Energias do Brasil passou a deter o controle da Investco, da Tocantins Energia e da Rede Lajeado.

Aquisição da participação integral na QMRA

Em 02 de outubro de 2008, a Companhia adquiriu da INEPAR 78.842.748 ações ordinárias de emissão da QMRA, correspondente a 35% do seu capital total, pelo preço de R\$115,0 milhões e, com isso, a Companhia passou a deter 100,0% do capital social da QMRA, o que correspondeu a um aumento de sua participação indireta sobre a CELPA de 43,43% para 61,37%. Como parte desta operação a Companhia adquiriu do BNDESPAR 411.048 debêntures conversíveis em ações emitidas pela INEPAR pelo mesmo preço de R\$115,0 milhões, as quais foram utilizadas como dação em pagamento à INEPAR do preço de aquisição das ações de emissão da QMRA.

Posteriormente, em 26 de dezembro de 2008, foi aprovado aumento do capital social da Companhia para R\$714.552.105,06, mediante a emissão de 17.266.755 ações preferenciais nominativas, escriturais, sem valor nominal, das quais 17.264.612 foram subscritas e integralizadas pela acionista BNDESPAR, em razão da capitalização dos créditos de que a BNDESPAR era titular, no montante de R\$115,0 milhões, relativo a aquisição pela Companhia de debêntures conversíveis de emissão da INEPAR que foram utilizadas em dação em pagamento das ações da QMRA adquiridas em 2 de outubro de 2008. Com isso a participação da BNDESPAR no capital total da Companhia passou de 21,1% (64.235.902 ações preferenciais) para 25,3% (81.500.514 ações preferenciais). O preço de emissão das ações preferenciais, de R\$6,6704, foi fixado com base na perspectiva de rentabilidade da Companhia, nos termos do parágrafo 1º, inciso I, do artigo 170 da Lei das Sociedades por Ações.

Atividades de Distribuição

As operações de distribuição de energia da Companhia somaram 96,0% de sua receita operacional bruta no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 e 96,1% durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009. A grande maioria da receita operacional bruta e volume de venda de energia de operações de distribuição da Companhia é derivada das vendas de energia com tarifas reguladas para consumidores que são proibidos pela lei brasileira de adquirir energia de outra fonte, ou consumidores cativos. Esses consumidores representaram 5,4% do volume de vendas de energia da Companhia durante 2008 e 4,6% durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009. Com relação a receita da Companhia, esses consumidores representaram 3,9% durante 2008, e 3,5% durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009.

Os negócios de distribuição da Companhia envolvem a compra de energia elétrica de geradores e comercializadores, seu transporte através dos sistemas de subtransmissão de alta tensão (entre 138kV e 69kV), sua transformação para médias e baixas tensões e sua distribuição e venda para consumidores finais. Os negócios de distribuição da Companhia estão sujeitos a contratos de concessão de distribuição de energia e uma ampla regulação por parte da ANEEL e do MME. Para maiores informações acerca da regulação da indústria brasileira de energia, veja a seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil”, na página 147 deste Prospecto.

A tabela a seguir demonstra a receita bruta operacional e o volume de energia elétrica distribuído por cada uma das distribuidoras da Companhia durante os anos indicados:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de						Período encerrado em 30 de setembro de			
	2006		2007		2008		2008		2009	
	R\$ milhões	GWh	R\$ milhões	GWh	R\$ milhões	GWh	R\$ milhões	GWh	R\$ milhões	GWh
CEMAT	1.655,4	4.684	1.830,3	4.347	1.997,42	5.083	1.447,46	3.752	1.590,26	3.890
CELPA	1.698,5	4.813	1.755,2	5.216	1.897,39	5.676	1.334,98	4.135	1.593,49	4.232
ENERSUL ⁽¹⁾	-	-	-	-	541.433	2.928	0,10	256	1.002,04	2.359
CELTINS	465,6	990	511,1	1.093	541,504	1.154	397,22	851	415,50	951
EDEVP	211,2	674	204,9	707	223,197	762	169,42	560	189,49	591
Caiuá	263,3	905	277,5	969	266,711	1.026	196,28	745	238,56	799
CNEE	134,1	426	142,1	476	140,63	492	102,66	362	104,29	365
EEB	191,5	581	207,6	605	239,154	729	175,82	533	195,07	567
CFLO	64,7	222	76,1	228	76,178	239	57,71	180	58,25	178
Total	4.684,3	13.295	5.004,8	13.631	5.834,1	18.089	3.881,64	10.960	5.386,96	13.350

1) Participação adquirida em 11 de setembro de 2008 em razão da Permuta de Ativos.

Distribuidoras da Companhia

As 9 distribuidoras controladas pela Companhia, juntas, atendem, aproximadamente, 34% do território nacional e abrangem 578 municípios, proporcionando atendimento a mais de 4,4 milhões de unidades consumidoras, cadastradas até 30 de setembro de 2009.

CEMAT

A CEMAT é a única concessionária distribuidora de energia no Estado do Mato Grosso, o terceiro maior estado por área do Brasil, abrangendo aproximadamente 10,9% do território brasileiro, com uma concessão que expira em 2027, que pode ser renovada por 30 anos mediante requerimento da Companhia e se houver interesse público à época da renovação. Sua área de concessão cobre aproximadamente 903.000,00 quilômetros quadrados, incluindo 141 municípios com uma população total de aproximadamente 2,8 milhões. As principais atividades econômicas do Mato Grosso estão relacionadas à pecuária e ao agronegócio. Segundo a Secretaria de Planejamento do Estado do Mato Grosso, o Mato Grosso possui o maior rebanho bovino do Brasil e é o maior produtor de soja e algodão do País.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, a CEMAT vendeu 4.782 GWh de eletricidade para aproximadamente 940 mil consumidores e as vendas da CEMAT representaram 32,9% de receita operacional bruta da Companhia. Durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, a CEMAT vendeu 3.739 GWh de eletricidade para aproximadamente 0,9 milhão de consumidores, e as vendas da CEMAT

representaram 27,9% da receita operacional bruta da Companhia. A Companhia possui, na data deste Prospecto, uma participação de 39,9% no capital social total e 61,8% no capital votante da CEMAT.

Além de sua rede de distribuição, a CEMAT possui 6 UTEs (Usinas Termoeletricas) movidas a óleo combustível, com capacidade instalada total de 15,6 MW. As UTEs da CEMAT operam em um sistema isolado dentro de sua área de concessão e utilizam óleo diesel como combustível para gerar eletricidade. Os custos operacionais da CEMAT com seus sistemas isolados são mais altos que aqueles causados na parte de sua rede de distribuição que está conectada ao SIN. Em seu sistema isolado, a CEMAT tem que pagar somente os custos de energia comprada para revenda equivalente aos custos da energia hidráulica determinada pela ANEEL, baseada em um valor de referência anual, e o restante do custo destes sistemas de geração de eletricidade é pago pela CCC.

A sede da CEMAT está localizada na Rua Manoel dos Santos Coimbra, 184, na cidade de Cuiabá, no Estado do Mato Grosso. A CEMAT foi constituída em 4 de agosto de 1956. Na data deste Prospecto, o capital social da CEMAT era representado por 118.853.305 ações, sendo 41.017.775 ações ordinárias e 77.835.530 ações preferenciais. Em 2008, a CEMAT pagou dividendos em um total agregado de R\$5,5 milhões. A CEMAT registrou um lucro líquido de R\$84,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Em 30 de setembro de 2009 a Companhia não possuía dívidas com a CEMAT.

CELPA

A CELPA é a única concessionária distribuidora de energia no Estado do Pará, o segundo maior estado por área do Brasil, abrangendo aproximadamente 15,0% do território Brasileiro, com uma concessão que expira em 2028 que pode ser renovada por 30 anos mediante requerimento da Companhia, e se houver interesse público à época da renovação. Sua área de concessão cobre aproximadamente 1,2 milhão de quilômetros quadrados, incluindo 143 municípios com uma população total de aproximadamente 7,0 milhões. As principais atividades econômicas do Pará estão relacionadas à mineração de ferro, bauxita, ouro, manganês e caulim. O Pará também é ativo na criação de gado e no turismo.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, a CELPA vendeu 5.519 GWh de eletricidade para aproximadamente 1,6 milhões de consumidores e as vendas da CELPA representaram 31,2% da receita operacional bruta da Companhia. Durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2008, a CELPA vendeu 4.072 GWh de eletricidade para aproximadamente 1,6 milhão de consumidores, e as vendas da CELPA representaram 28,0% da receita operacional bruta da Companhia. A Companhia possui, na data deste Prospecto, uma participação direta e indireta de 61,4% no capital social total e 65,2% no capital votante da CELPA.

Além de sua rede de distribuição, a CELPA possui 34 UTEs (Usinas Termoeletricas) movidas a óleo combustível, com capacidade instalada total de 85,9 MW, sendo 11 usinas operadas pela CELPA e 23 usinas operadas por empresas terceirizadas. As UTEs da CELPA operam em um sistema isolado dentro de sua área de concessão e utilizam óleo diesel como combustível para gerar eletricidade. Os custos operacionais da CELPA com seus sistemas isolados são mais altos que aqueles causados na parte de sua rede de distribuição que está conectada ao SIN. Em seu sistema isolado, a CELPA tem que pagar somente os custos de energia comprada para revenda equivalente aos custos da energia hidráulica determinada pela ANEEL, baseada em um valor de referência anual, e o restante do custo destes sistemas de geração de eletricidade é pago pela CCC.

A sede da CELPA está localizada na Rodovia Augusto Montenegro, km 8,5 na cidade de Belém, no Estado do Pará. A CELPA foi constituída em 31 de agosto de 1960. Na data deste Prospecto, o capital social da CELPA era representado por 63.850.934 ações, sendo 59.397.496 ações ordinárias e 4.453.438 ações preferenciais. Em 2008, a CELPA pagou dividendos em um total agregado de R\$12,0 milhões. A CELPA registrou um lucro líquido de R\$38,8 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Em 30 de setembro de 2009 A Companhia possui uma dívida a ser paga à CELPA no valor total agregado de R\$118,1 milhões.

ENERSUL

A Companhia adquiriu a participação na ENERSUL em 11 de setembro de 2008 por meio da Permuta de Ativos. A ENERSUL é a principal concessionária distribuidora de energia no Estado do Mato Grosso do Sul, o quinto maior estado por área do Brasil, abrangendo aproximadamente 3,9% do território brasileiro, com uma concessão que expira em 2027 que pode ser renovada por 30 anos mediante requerimento da Companhia, e se houver interesse público à época da renovação. Sua área de concessão cobre aproximadamente 328.320 quilômetros

quadrados, incluindo 72 municípios de um total de 78 municípios com uma população total de aproximadamente 2,1 milhões. As principais atividades econômicas do Mato Grosso do Sul estão relacionadas à pecuária e ao agronegócio. O Mato Grosso do Sul possui o terceiro maior rebanho bovino do Brasil e está entre os cinco maiores produtores de soja e cana-de-açúcar do País .

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, a ENERSUL vendeu 2.928 GWh de eletricidade para aproximadamente 741 mil consumidores e suas vendas representaram 7,4% da receita operacional bruta. Durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, a ENERSUL vendeu 2.291 GWh de eletricidade para aproximadamente 0,8 milhão de consumidores, e suas vendas representaram 17,7% da receita operacional bruta da Companhia. A Companhia possui, na data deste Prospecto, uma participação de 99,9% do capital votante e do capital total da ENERSUL.

A sede da ENERSUL está localizada na Avenida Gury Marques, nº 8000, na cidade de Campo Grande, no Estado do Mato Grosso do Sul. A ENERSUL foi constituída em 11 de junho de 1979. Na data deste Prospecto, o capital social da ENERSUL era representado por 53.137.012.348 ações ordinárias. Em 2008, a ENERSUL pagou dividendos em um total agregado de R\$16,3 milhões. A ENERSUL registrou um lucro líquido de R\$68,7 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Em 30 de setembro de 2009 a Companhia não possuía dívidas com a ENERSUL.

CELTINS

A CELTINS é a única concessionária distribuidora de energia no Estado do Tocantins, que abrange aproximadamente 3,3% do território brasileiro, com uma concessão que expira em 2020 que pode ser renovada por 20 anos mediante requerimento da Companhia, e se houver interesse público à época da renovação. Sua área de concessão cobre aproximadamente 278.000 quilômetros quadrados, incluindo 139 municípios com uma população total de aproximadamente 1,3 milhão. As principais atividades econômicas do Tocantins estão relacionadas à agricultura, à criação de animais, à manufatura e ao extrativismo mineral.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, a CELTINS vendeu 1.149 GWh de eletricidade para aproximadamente 393 mil consumidores e as vendas da CELTINS representaram 8,9% da receita operacional bruta da Companhia. Durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, a CELTINS vendeu 911 GWh de eletricidade para aproximadamente 0,4 milhão de consumidores e as vendas da CELTINS representaram 7,3% da receita operacional bruta da Companhia. A Companhia possui, na data deste Prospecto, uma participação de 50,9% no capital social total e 70,0% no capital votante da CELTINS.

A sede da CELTINS está localizada na 104 Norte, conjunto 04, Lote 12-A, na cidade de Palmas, no Estado do Tocantins. A CELTINS foi constituída em 20 de março de 1989. Na data deste Prospecto, o capital social da CELTINS era representado por 378.733.957 ações, sendo 275.189.932 ações ordinárias e 103.544.025 ações preferenciais. Em 2008, a CELTINS pagou dividendos em um total agregado de R\$3,1 milhões. A CELTINS registrou um lucro líquido de R\$24,3 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Em 30 de setembro de 2009 A Companhia possui uma dívida a ser paga para a CELTINS no valor total agregado de R\$19,3 milhões.

REDESUL/SUDESTE

A unidade operacional da Companhia REDESUL/SUDESTE abrange as seguintes distribuidoras que operam em determinados municípios ou regiões dos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná, que realizando uma administração conjunta, como uma única unidade operacional, dentre elas:

- EDEVP, com uma área total de concessão da que abrange 11.710 quilômetros quadrados, incluindo 27 municípios no oeste do Estado de São Paulo, com uma população total de aproximadamente 426 mil habitantes. A Companhia possui, na data deste Prospecto, 100% do capital social total da EDEVP.
- Caiuá, com uma área total de concessão que abrange 9.149 quilômetros quadrados, incluindo 24 municípios do Estado de São Paulo, com uma população total de aproximadamente 514 mil habitantes. A Companhia possui, na data deste Prospecto, 100% do capital social total da Caiuá.
- CNEE, com uma área total de concessão que abrange 4.794 quilômetros quadrados, incluindo 16 municípios próximos à Catanduva, São Paulo, com uma população total de aproximadamente 249 mil

habitantes. A Companhia possui, na data deste Prospecto, 98,7% do capital social total, incluindo 100,0% do capital votante da empresa CNEE.

- EEB, com uma área total de concessão que abrange 3.488 quilômetros quadrados, incluindo 15 municípios nos estados de São Paulo e Minas Gerais, com uma população total de aproximadamente 286 mil habitantes. A Companhia possui, na data deste Prospecto, 91,5% do capital social total, incluindo 96,4% do capital votante da empresa EEB.
- CFLO, com uma área total de concessão que abrange 3.115 quilômetros quadrados, incluindo o município de Guarapuava no Estado do Paraná, com população total de aproximadamente 166 mil habitantes. A Companhia possui, na data deste Prospecto, 97,7% do capital social total, incluindo 97,7% do capital votante da empresa CFLO.

As concessões destas empresas têm prazo de vencimento previsto em 2015 e podem ser renovadas por 20 anos mediante requerimento da Companhia, e se houver interesse público à época da renovação. O requerimento deverá ser enviado à ANEEL, nos termos dos contratos de concessão, até 36 (trinta e seis) meses antes do término do contrato, ou seja, até o ano de 2012. Em 2008, essas empresas venderam um valor total de 3.098 GWh de eletricidade para aproximadamente 618 mil consumidores e as vendas destas empresas representaram 15,6% da receita bruta operacional da Companhia. Durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, essas empresas venderam 2.337 GWh de eletricidade para aproximadamente 0,6 milhão de consumidores e as vendas destas empresas representaram 14,0% de receita bruta operacional da Companhia. As principais atividades econômicas dentro das áreas de concessão servidas por essas empresas incluem manufatura, agronegócio (incluindo a produção de açúcar e etanol) e serviços.

Rede de Distribuição

Em 30 de setembro de 2009, toda a rede elétrica de distribuidoras da Companhia somava 354,7 mil quilômetros em extensão. As redes de distribuição são operadas por Centros de Operação de Distribuição regionalizados e controlados por um Centro de Operação do Sistema alocado em cada uma das empresas da Companhia. A Companhia acredita que essa centralização dos controles resulta em maior eficiência supervisiva e em menores custos operacionais. A tabela abaixo apresenta os principais componentes do sistema de distribuição da Companhia em 30 de setembro de 2009:

	CEMAT	CELPA	ENERSUL	CELTINS	REDESUL/ SUDESTE	TOTAL
Subtransmissão						
69 kV (km)	380	1.295	427	664	185	2.951
88 kV (km)	0	0	0	0	104	104
138 kV (km)	4.292	2.209	3.333	1.668	108	11.610
230 kV (km)	0	11	0	0	0	11
Total	4.672	3.515	3.760	2.332	297	114.676
Subestações						
Número de Subestações	124	68	93	96	84	465
Subestações MVA	2.417	1.994	1.653	996	1.661	8.721
Distribuição						
Rede Primária de distribuição (km)	87.356	64.649	58.491	51.194	18.831	281.521
Rede Secundária de distribuição (km)	11.914	20.680	11.656	7.658	7.307	59.215
Total	99.270	85.329	70.147	59.852	26.138	340.736
Postes da rede de distribuição	1.016.475	1.005.371	675.959	605.450	414.512	3.718.767
Estações Transformadoras De Distribuição	93.791	72.609	39.614	43.472	32.418	281.904
Capacidade Instalada (MW)	1.667	1.827	1.180	810	1.130	6.614

As distribuidoras da Companhia recebem grandes blocos de energia provenientes de empresas geradoras através das conexões com as subestações da Rede Básica (Sistema Elétrico Interligado Nacional) e as repassam aos consumidores através dos chamados sistemas de subtransmissão e de distribuição. Subtransmissão é a função de transferência da energia que foi recebida das subestações de conexão, as quais transformam a tensão de 230 kV ou mais para as tensões de 138kV, 88kV ou 69kV, para as subestações distribuidoras, as quais, por seu turno, reduzem a tensão para 34,5 kV e abaixo. Distribuição é a função de transferência de energia que foi recebida dessas últimas subestações distribuidoras e, através dos alimentadores nos postes, segue até os usuários finais. Os sistemas de subtransmissão e distribuição das empresas da Companhia estão integrados à rede de transmissão das regiões norte, centro-oeste, sudeste e sul do Brasil, predominantemente nos sistemas elétricos da Eletronorte, de Furnas e da Eletrosul.

Subtransmissoras (138kV, 88kV e 69kV) e Subestações

Os sistemas de subtransmissão das distribuidoras da Companhia consistem em 14.667 km de linhas aéreas com 465 subestações conectadas. Os sistemas de subtransmissão da Companhia são, em sua maioria, sistemas radiais, ou seja, não há dupla fonte de alimentação às subestações e nem as linhas de subtransmissão são interconectadas. A Companhia realiza estudos frequentes sobre os sistemas de subtransmissão para servir ao mercado de eletricidade tanto em condições normais de operação quanto em condições de emergência, visando assegurar a máxima confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

Assim, as distribuidoras da Companhia operam 465 subestações de distribuição com uma capacidade de transformação total de 8.721 MVA. As subestações da Companhia, como forma de margem de segurança, são planejadas para terem uma capacidade instalada maior que a demanda total de mercado da Companhia. Algumas dessas subestações de distribuição são dotadas de mais de um transformador e de esquemas de controle de emergências que permitem que, em contingências, o transformador remanescente assuma a carga total, evitando, assim, a descontinuidade no fornecimento de energia elétrica.

Rede Primária e Secundária de Distribuição

As companhias de distribuição da Rede Energia operam com 281.521 km de alimentadores primários (média tensão), distribuídos em 21.309 km nas áreas urbanas e 260.211 km nas áreas rurais.

A Companhia também opera com 59.215 km de circuitos secundários (baixa tensão).

Os circuitos secundários da Companhia operam com tensões de 127/220V, e, são conectados a 281.904 transformadores de distribuição, os quais estão conectados à sua rede primária.

Manutenção e Expansão dos Serviços de Distribuição

A Companhia elabora planos para manter e reparar as instalações de distribuição com o objetivo de evitar interrupções oriundas de desgastamentos nas linhas de subtransmissão e nos transformadores. Esses planos foram preparados para cada uma das distribuidoras da Companhia para evitar ou limitar as faltas de energia e as respectivas inconveniências para os clientes da Companhia. Para minimizar as faltas resultantes da queda de galhos de árvores e danos aos transformadores de distribuição da Companhia, a principal causa de interrupção dos alimentadores e dos circuitos secundários, a Rede Energia implementou programas de poda de árvores e programas de substituição de cabos em conjunto com os municípios localizados em sua área de serviço, bem como um programa para manutenção dos transformadores.

Esses planos de operação e de manutenção são concebidos de maneira corporativa, aproveitando-se a sinergia entre as empresas e as melhores práticas de cada uma, o que garante, assim, a eficácia e a economicidade dos mesmos.

Adicionalmente, objetivando atingir a excelência operacional a Companhia implementou uma estratégia que consiste na (i) centralização da supervisão e controle do sistema elétrico, através da otimização de recursos e visão integrada, (ii) uso do *work management system mobile (WMS)*, com a transmissão de dados por satélite ou por celular juntamente com um equipamento móvel em posse de eletricitistas da Companhia (Palmtop / Pocket PC), (iii) digitalização da rede de distribuição, que gera maior confiabilidade da informação e utilização de ferramentas de apoio para projetos e cálculos, (iv) automação de subestações e da rede elétrica, contribuindo na redução dos deslocamentos e rapidez no restabelecimento da interrupção do serviço, (v) expansão da rede de transmissão e (vi) controle de suprimentos e logística fornecido por terceiros, com a centralização do controle das compras de materiais e serviços gerando aproveitamento da escala e padronização, com o controle próprio da distribuição e utilização de materiais e com almoxarifados avançados interligados.

A Companhia investe em um total de aproximadamente R\$1.286,9 milhões em 2008, R\$1.167,7 milhões em 2007 e R\$800,8 milhões em 2006 na manutenção e expansão de seu sistema. Adicionalmente, com o objetivo de reduzir as perdas e interligar os consumidores que eram atendidos pelas Usinas Termoeletricas (UTES) em sistemas isolados da Companhia, há o investimento de R\$195,9 milhões em 2008, R\$94,0 milhões em 2007 e R\$11,1 milhões em 2006, na ampliação do sistema de subtransmissão no Mato Grosso.

Novas Tecnologias

A Companhia está sempre atenta para novas tecnologias que possam diminuir seu custo operacional, suas despesas com materiais e aperfeiçoar seu atendimento aos consumidores. Por exemplo, a Companhia implementa a centralização da supervisão e controle do sistema elétrico com base georreferenciada que permite o fluxo de ordens e serviços pelo sistema *e-mobile* baseado em tecnologia *Work Management System Mobile* e GPRS, bem como a automação de algumas subestações da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia prevê utilizar as novas tecnologias disponíveis no mercado também para reduzir suas perdas comerciais de receita. Perdas comerciais são as que resultam de conexões ilegais, roubos, fraudes, falhas na medição e erros no faturamento. Para maiores informações, veja o item “Perdas de Energia Elétrica”, na página 177 deste Prospecto.

Programa Luz para Todos

A Companhia também investe R\$703,0 milhões em 2008, R\$501,7 milhões em 2007 e R\$514,2 milhões em 2006, destinados ao Programa Luz Para Todos, instituído pelo Governo Federal em novembro de 2003. Esse programa tem por objetivo propiciar, até o ano de 2010, energia elétrica à população rural que não tem acesso a esse serviço público. Do total investido no programa, 10% são recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, a título de financiamento com a Eletrobrás, 65% com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, através de subvenção econômica, 10% com recursos dos Governos dos Estados e 15% com recursos próprios.

A tabela a seguir demonstra o número de novas conexões feitas pela CEMAT, CELPA, ENERSUL e CELTINS como um resultado do Programa Luz para Todos para os períodos apresentados:

	Exercício Encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de	Total
	2004 a 2006	2007	2008	2009	
CEMAT	32.662	15.286	25.536	11.277	84.761
CELPA	88.144	52.005	68.895	22.749	231.793
ENERSUL(1)	19.347	2.971	2.509	2.519	27.346
CELTINS	16.050	8.030	6.551	6.096	36.727
Total	156.203	78.292	103.491	42.641	380.627

(1) Participação adquirida em 11 de setembro de 2008 em razão da Permuta de Ativos

Em 12 de maio de 2005, a CELPA celebrou um contrato de construção com a Construtora Andrade Gutierrez S.A. para a execução de serviços e obras de engenharia no valor total agregado de R\$466,0 milhões, em conexão com a implementação do Programa Luz para Todos.

O Programa Luz para Todos é uma iniciativa do Governo Federal que conta com a parceria dos governos estaduais e das distribuidoras de energia elétrica. O objetivo é levar eletricidade a mais de 12 milhões de pessoas, em todo o território nacional, até 2010, com investimentos estimados em R\$7,0 bilhões. O cumprimento das metas estabelecidas requerem investimentos significativos, os quais são suportados pelas concessionárias, pelo Governo Federal (através do aporte via Conta de Desenvolvimento Energético – CDE) e eventualmente pelos Governos Estaduais. Essas participações cobrem de 50,0% a 60,0% do total dos investimentos. Além disso, a Eletrobrás, através de recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, financia parte do aporte das concessionárias. Dessa forma, o desengajamento imediato das concessionárias para esses investimentos do Programa Luz para Todos é de 15,0% dos montantes requeridos.

Para o início das obras, a Eletrobrás deve fazer um adiantamento de 30,0% do valor orçado da obra e os próximos desembolsos da Eletrobrás são condicionados ao cumprimento de metas no projeto. O repasse aos consumidores dos custos que a Companhia incorreu e que não são ressarcidos por essas outras fontes somente pode ser efetuado, sujeito à aprovação discricionária da ANEEL, nas revisões periódicas de tarifa, que ocorrem somente a cada quatro ou cinco anos. A regulamentação vigente, Resolução ANEEL nº 157/2005, estabelece que, caso o custo adicional advindo da implementação do Programa Luz para Todos, no período de 2005 a 2010, acarrete um impacto tarifário para os consumidores superior a 8,0%, a concessionária poderá solicitar, a qualquer tempo, a revisão das metas desse programa. Mesmo que se confirme que o impacto tarifário da implementação das metas do Programa Luz para Todos nas atividades de distribuição da Companhia seja superior a 8,0%, não há como a Companhia assegurar que as autoridades reguladoras irão rever essas metas em prazos e/ou montantes

adequados. Nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006, investimos R\$703,0 milhões, R\$501,7 milhões e R\$514,2 milhões no Programa Luz para Todos.

Abaixo segue tabela com os percentuais da origem dos investimentos na implementação do programa de universalização em referência:

Participação Por Entidade - %	CELPA	CEMAT	ENERSUL	CELTINS	REDE Sul/Sudeste
Participação Empresa	15%	15%	15%	15%	15%
CDE - Fundo Perdido	65%	40%	40%	55%	25%
RGR – Eletrobrás	10%	35%	35%	10%	55%
Participação Estado – Fundo perdido	10%	10%	10%	20%	5%

Indicadores de Qualidade do Serviço

O nível de qualidade e eficiência do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição de energia elétrica é demonstrado pelos índices DEC e FEC. As metas de DEC e FEC a serem observadas pelas distribuidoras são definidas pela ANEEL e publicadas na conta do consumidor. Essas metas variam de distribuidora para distribuidora, conforme as características da área de concessão de cada uma delas. Neste sentido, as distribuidoras da Companhia estão sujeitas a diferentes metas de DEC e FEC fixadas pela ANEEL.

Nos últimos 9 anos, em consequência de investimentos realizados nas redes da CELPA, CEMAT e CELTINS após a privatização, os índices DEC e FEC apresentaram melhoras significativas. No entanto, nos últimos 2 anos, em função da ampliação do número de consumidores rurais nessas distribuidoras, devido, principalmente, ao Programa Luz para Todos, os índices DEC e FEC sofreram elevações.

Todas as companhias de distribuição da Companhia atingiram os índices DEC e FEC, estabelecidos pela ANEEL para os anos de 2008, 2007 e 2006, exceto a CELPA que excedeu seu índice DEC em 31,0% em 2006, 85,0% em 2007 e 151,0% em 2008 e excedeu seu índice FEC em 9,0% em 2006, 45,0% em 2007 e 59,0% em 2008. A CELPA apresentou à ANEEL um plano de investimentos para a sua área de concessão que inclui um pedido de revisão de seus índices DEC e FEC, com base no argumento de que esses índices não estão adequados à realidade operacional e sócio-econômica da sua área de concessão. Esta solicitação encontra-se atualmente em análise pela ANEEL.

A melhora na qualidade dos índices destas companhias se deu principalmente devido a:

- investimentos na rede de distribuição da Companhia;
- instalação de novos transformadores e cabos isolados;
- programas de treinamento eficazes para o pessoal envolvido na operação da rede; e
- aumento no número de equipes de emergência nos maiores municípios que a Companhia atende.

Na REDESUL/SUDESTE e na ENERSUL, os indicadores de desempenho da Companhia são mais estáveis do que na CELPA, na CEMAT e na CELTINS em razão da robustez da rede e da menor área de concessões da Companhia nesses sistemas que se mantêm plenamente atendidos.

As tabelas a seguir demonstram a duração (em horas por ano) e frequência das ocorrências de falta de energia na rede elétrica de distribuidoras da Companhia CEMAT, CELPA, ENERSUL e CELTINS, em comparação com os valores de referência da ANEEL para estas empresas, nos exercícios de 1998 (ano da privatização da CELPA e CEMAT) a 2007.

DEC		Exercício encerrado em 31 de dezembro de										
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
CEMAT	Meta ANEEL	43,0	59,0	43,8	49,9	48,1	46,5	43,7	42,0	39,5	37,4	32,0
	Real	66,6	42,1	29,0	22,7	22,7	24,5	31,2	30,6	25,8	27,5	27,9
	% diferença	54,7	(28,7)	(33,8)	(54,5)	(52,8)	(47,2)	(28,7)	(27,2)	(34,7)	(26,4)	(25,0)
CELPA	Meta ANEEL	30,0	30,0	30,0	40,0	40,0	35,1	36,0	33,8	32,6	30,8	30,8
	Real	106,2	39,5	28,6	29,4	32,8	29,4	31,1	34,4	42,6	56,9	76,9
	% diferença	254,0	31,8	(4,7)	(26,4)	(17,9)	(16,1)	(13,7)	2,0	30,7	84,5	149,6
ENERSUL	Meta ANEEL	ND	ND	ND	19,5	19,0	17,9	17,9	17,4	17,0	16,2	15,1
	Real	ND	ND	ND	10,7	14,0	11,1	9,5	11,1	13,6	13,1	12,0
	% diferença	ND	ND	ND	(45,5)	(26,2)	(38,2)	(47,1)	(36,2)	(20,3)	(18,9)	(20,6)
CELTINS	Meta ANEEL	30,0	69,2	69,2	57,0	51,8	48,1	43,5	59,4	52,3	45,7	41,8
	Real	84,8	70,0	42,7	42,8	45,4	38,5	33,3	41,8	51,1	47,7	46,0
	% diferença	182,7	1,2	(38,3)	(24,9)	(12,4)	(19,9)	(23,5)	(29,6)	(2,3)	4,3	10,0
FEC		Exercício encerrado em 31 de dezembro de										
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
CEMAT	Meta ANEEL	53,0	77,4	55,1	60,5	56,1	51,8	43,8	40,1	36,3	33,4	36,24
	Real	100,7	65,0	39,8	30,2	26,2	26,0	24,7	22,4	26,4	24,8	24,00
	% diferença	90,1	(16,1)	(27,9)	(50,1)	(53,4)	(49,8)	(43,6)	(44,3)	(27,4)	(25,9)	(26,27)
CELPA	Meta ANEEL	45,0	45,0	45,0	40,0	40,0	35,0	37,7	35,2	33,6	31,6	31,6
	Real	64,7	39,6	30,3	31,8	38,4	31,7	30,8	32,6	36,6	41,6	50,2
	% diferença	43,7	(12,0)	(32,8)	20,5	(4,4)	(9,7)	(18,4)	(9,0)	8,8	44,4	59,0
ENERSUL	Meta ANEEL	ND	ND	ND	16,8	16,4	15,4	15,4	15,0	14,6	14,4	13,6
	Real	ND	ND	ND	10,4	11,4	9,5	8,0	9,2	10,5	9,3	7,8
	% diferença	ND	ND	ND	(37,9)	(30,3)	(38,0)	(47,8)	(39,0)	(27,7)	(35,4)	(42,6)
CELTINS	Meta ANEEL	45,0	73,6	69,2	50,1	45,0	41,1	37,0	49,7	43,8	38,5	34,6
	Real	107,3	78,9	39,9	39,8	34,7	31,3	27,9	33,7	35,9	33,8	33,9
	% diferença	138,4	7,2	(42,3)	(20,6)	(23,0)	(23,9)	(24,7)	(32,1)	(18,1)	(12,3)	(2,1)

Perdas de Energia Elétrica

Os resultados econômicos e financeiros das distribuidoras da Companhia são afetados pelas perdas de energia elétrica, as quais motivaram uma compra de energia maior do que a que teria sido necessária. As perdas de energia elétrica estão divididas em duas categorias básicas: perdas técnicas e perdas comerciais. Perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição, visto que uma porção da energia que a Companhia distribui dissipa-se na forma de calor nos condutores elétricos e nos transformadores. Perdas comerciais referem-se à energia elétrica consumida, mas, que de alguma forma, não foi medida. Resultam principalmente de conexões irregulares, de fraudes em medidores, de falhas na medição e de erros no faturamento. A perda de energia elétrica média da Companhia em 2008 foi de 19,8%, dos quais 11,6% foram perdas técnicas e 8,2% perdas comerciais.

As perdas de energia das subsidiárias na unidade operacional da Companhia REDESUL/SUDESTE se mantiveram estáveis nos últimos três anos. Em 2008, 2007 e 2006, a média das perdas técnicas das subsidiárias na unidade operacional da Companhia REDESUL/SUDESTE foram de 6,7%, 7,3% e 7,4%, respectivamente, e as perdas comerciais destas subsidiárias foram de 0,2%, 0,3% e 0,3%, respectivamente.

A tabela a seguir contém informações referentes às perdas de eletricidade de CELPA, CEMAT, ENERSUL e CELTINS (inclusive como uma porcentagem do total de eletricidade vendida), nos períodos indicados:

		Exercício encerrado em 31 de dezembro de								2008
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
		Em %								
CELPA	Perdas Técnicas	15,3	15,3	14,9	14,5	14,0	14,0	14,0	10,6	14,7
	Perdas Comerciais	7,8	6,8	6,5	6,2	7,6	9,6	12,3	16,3	13,8
	Total	23,1	22,1	21,4	20,7	21,6	23,6	26,3	26,9	27,3
CEMAT	Perdas Técnicas	10,3	9,2	8,7	8,8	8,8	8,1	9,8	10,2	10,4
	Perdas Comerciais	6,8	6,2	6,2	4,5	5,6	6,1	5,9	6,2	6,4
	Total	17,1	15,4	14,9	13,3	14,4	14,2	15,6	16,3	16,2
ENERSUL	Perdas Técnicas	ND	ND	ND	10,82	10,08	15,62	14,20	14,30	14,3
	Perdas Comerciais	ND	ND	ND	4,90	5,96	5,86	7,58	7,95	9,6
	Total	15,84	12,7	15,8	15,7	16,0	21,5	21,8	22,25	23,9
CELTINS	Perdas Técnicas	10,2	9,6	8,4	12,4	13,6	13,6	15,3	11,6	10,8
	Perdas Comerciais	5,1	6,7	9,0	4,6	3,8	4,3	4,7	6,6	4,6
	Total	15,3	16,9	17,4	17,0	17,6	17,9	20,0	18,2	19,7

As perdas de energia elétrica e, em especial, as perdas comerciais de distribuidoras da Companhia apresentam um potencial de redução de custo importante e reduzi-las é uma de suas principais prioridades.

As perdas técnicas, dada sua natureza inerente à limitação do meio físico pelo qual transita a eletricidade, são mantidas dentro de suas faixas normais através do controle do carregamento otimizado da rede elétrica, seja por atividades de operação do sistema, seja por investimentos realizados na expansão da mesma.

As perdas comerciais são controladas pelas seguintes medidas e também por uso de tecnologia atual:

- 1) Fiscalização de clientes. Todas as distribuidoras da Companhia estabeleceram um forte programa de fiscalização das instalações dos clientes com o objetivo de identificar eventuais irregularidades cometidas com o medidor ou com ligações que desviem dele a energia consumida. A eficácia dessas ações de fiscalização é potencializada com a aplicação de uma inteligência investigativa que melhor direcione esses esforços. A Companhia utiliza um sistema informatizado que alerta para modificações consideráveis dos padrões de consumo da cada cliente, priorizando, assim, a visita das equipes de fiscalização. Além disso, através do balanço energético feito entre a medição totalizadora dos transformadores que alimentam uma região e a somatória das medições individualizadas dos clientes dependentes de cada um desses transformadores, consegue-se igualmente identificar os focos de maior perda e com isso obter maior assertividade nas ações fiscalizadoras.
- 2) Cadastro de Iluminação Pública. Periodicamente as distribuidoras da Companhia fazem um recenseamento de todos pontos de luz instalados pelas prefeituras municipais. Essa medida tem evitado que as prefeituras permaneçam utilizando energia elétrica à revelia das distribuidoras.
- 3) Mutirões de eliminação de ligações clandestinas. É pratica corrente de atividades de controle de perdas da Companhia a realização de mutirões em regiões propícias à pratica das ligações clandestinas. Geralmente essas ações ocorrem com o apoio da Polícia Militar e, na oportunidade, equipes comerciais volantes já calculam os débitos devidos e negociam o pagamento imediatamente à ação regularizadora.
- 4) Realização de Campanhas Institucionais. Recentemente as distribuidoras da Companhia veicularam, nos

meios de comunicação, campanha de estímulo à denúncia, por parte da população, de eventuais irregularidades. Essa medida aumentou o êxito nas fiscalizações.

- 5) Convênio com Delegacias Especializadas. Outra prática empregada pelas distribuidoras da Companhia é o estabelecimento de convênio com delegacias especializadas no combate ao crime contra o patrimônio público. Isso tem garantido a identificação de quadrilhas especializadas no furto de energia elétrica e as prisões havidas tem efeito inibidor da prática ilícita.
- 6) Substituição de medidores obsoletos. Os medidores eletromecânicos após muitos anos de uso têm a tendência de perder sua classe de exatidão e apresentar leituras inferiores ao consumo efetivamente ocorrido. Por essa razão a Companhia tem, em todas as suas distribuidoras, um programa anual de substituição desses medidores por medidores eletrônicos, cuja classe de exatidão varia entre 1,0% a 2,0% em comparação a 4,0% nos medidores eletromecânicos.

Além das medidas acima descritas, as distribuidoras da Companhia também contam com o apoio de moderna tecnologia de medidores e de telemedição em seus planos de redução de perdas comerciais. Destacam-se:

- 1) Sistema de Medição Centralizada. Trata-se da aplicação de medidores eletrônicos de última geração com capacidade de programação remota de corte e de religamento e de telemedição. Tais medidores são colocados em concentradores instalados nos pontos mais elevados da posteação da rede, evitando assim a sua danificação pelos consumidores. Um sistema de telemedição envia as informações em tempo real às centrais de medição da Companhia onde seus técnicos acompanham qualquer anormalidade que se verifique, determinando a rápida intervenção das equipes de fiscalização. A dificuldade de acesso ao cliente e a rapidez na resposta pela concessionária fazem desse sistema a opção ideal para regiões onde a prática do ilícito é acentuada. A Companhia tem cerca de 96.000 pontos (clientes) instalados na CELPA e 6.500 pontos (clientes) na CEMAT. O pleno funcionamento desse sistema reduz perdas da ordem de 40,0% a 60,0% para valores inferiores a 4,0%. Esse sistema permitirá, ainda, que os consumidores da Companhia adquiram a energia elétrica de diversas modalidades: pós-pagamento do uso da energia (como é feito hoje em dia), pré-pagamento ao uso de energia (através da aquisição de cartões com códigos vinculados ao respectivo medidor de um determinado cliente), tarifa fixa de energia elétrica ou tarifa fixa com recarga pré-paga. Essa tecnologia já está disponível no mercado e a legislação de suporte já está em tramitação no Congresso Nacional.
- 2) Telemedição de Grandes Clientes. Com o mesmo conceito do sistema de medição centralizada, as distribuidoras da Companhia têm instalado em seus clientes de maior consumo sistema individualizado de medição e telecomunicação das informações. Tal sistema baseia-se igualmente na agilidade da resposta da concessionária e na identificação imediata da irregularidade.
- 3) Sistema Turtle. Tipo de medição utilizada pela ENERSUL que apresenta leitura telemedida através da própria rede de distribuição, sem a necessidade de sistemas de rádio-frequência. Esses medidores, alocados nas regiões rurais, dispensam o uso de leituristas e permitem, por balanço energético, a identificação de regiões onde as perdas revelem alguma ilicitude, determinando, então, a atuação das equipes de campo.

Como resultado dessas medidas, as taxas de perdas de energia elétrica da CEMAT, CELPA e CELTINS diminuíram de 15,3%, 22,1% e 17,0%, respectivamente, durante o ano de 2001 para 13,3%, 20,7% e 17,0%, respectivamente, durante o ano 2003. No entanto, com a dificuldade de captação de recursos para investimentos durante o período após o programa de racionamento, houve redução de investimentos no combate às perdas da Companhia. Isso causou um aumento do índice de perdas de energia elétrica, a partir de 2004, de 14,4%, 21,6%, 16,0% e 17,6%, da CEMAT, CELPA, ENERSUL e CELTINS, respectivamente. Em 2008 esse índice foi de 16,2%, 27,3%, 23,9% e 14,7%, respectivamente.

A Companhia já está equipada com sistemas eletrônicos de medição com leitura remota *on-line*, que permite o corte e religamento remotos do fornecimento de energia elétrica e análise do balanço energético de cada consumidor permitindo uma detecção de perdas mais precisa.

Consumidores e Tarifas de Distribuição

Consumidores

A prestação do serviço de distribuição de energia elétrica compreende o atendimento de um mercado que se divide em consumidores livres, os quais podem escolher um fornecedor de energia distinto do grupo que lhes fornecer acesso à rede de distribuição, e consumidores cativos, os quais adquirem a energia fornecida pela distribuidora conjuntamente com o serviço de uso da rede.

Os consumidores cativos das distribuidoras da Companhia são classificados em cinco classes de consumo principais: industriais, residenciais, comerciais, rurais e outros (os quais incluem instituições governamentais e de serviços públicos).

- *Consumidores Residenciais.* Em 30 de setembro de 2009, as distribuidoras da Companhia possuíam 3,6 milhões de consumidores residenciais. O consumo dos consumidores residenciais representou aproximadamente 34,5% do volume total de eletricidade de distribuidoras da Companhia no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, 33,3% em 2008, 33,8% em 2007 e 33,9% em 2006. Atualmente, o segmento de eletricidade residencial é o segmento mais lucrativo das distribuidoras da Companhia.
- *Consumidores Industriais.* Em 30 de setembro de 2009, A Companhia possui 37,6 mil consumidores industriais, inclusive usuários de grandes volumes. Tais consumidores representaram 21,9% do volume total de eletricidade vendido no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, 25,3%, em 2008, 24,9% em 2007 e 24,8% em 2006. Alguns dos consumidores livres das distribuidoras da Companhia passaram a adquirir energia da REDECOM a partir de 2004.
- *Consumidores Comerciais.* Em 30 de setembro de 2009, as distribuidoras da Companhia possuíam 348,8 mil consumidores comerciais, inclusive empresas de varejo, escritórios, bancos, empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais particulares. Tais consumidores representaram 20,9% do volume total de eletricidade vendido no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, 20,3% em 2008, 20,1% em 2007 e 20,1% em 2006.
- *Consumidores Rurais.* Em 30 de setembro de 2009, as distribuidoras da Companhia possuíam 405,9 mil consumidores rurais que representavam 8,2% do volume total de eletricidade vendido no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, 7,4% em 2008, 6,7% em 2007 e 6,2% em 2006.
- *Outros Consumidores.* Em 30 de setembro de 2009, A Companhia possui aproximadamente 52,8 mil outros consumidores, incluindo do setor público, iluminação pública e consumidores do serviço público. Consumo por outros consumidores representaram 14,3% do volume total de eletricidade vendido no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, 14,2% em 2008, 14,5% em 2007 e 15,1% em 2006.

Consumidores também são classificados pelo nível de tensão, geralmente em função do montante de consumo ou de demanda contratada. Os consumidores industriais e comerciais que são supridos em um nível de alta tensão (acima de 13,8kV) são os consumidores do grupo A e os clientes industriais, comerciais e residenciais que são supridos em níveis de tensão mais baixos (127/220V) são consumidores do grupo B.

A tabela a seguir apresenta a receita operacional bruta e o total de energia elétrica distribuída pela CEMAT, CELPA, ENERSUL, CELTINS e pela unidade operacional da Companhia REDESUL/SUDESTE, em uma base agregada e por tipo de consumidor, para os períodos indicados.

	Em 31 de dezembro de									Nos períodos encerrado em 30 de setembro de						
	2006			2007			2008			2008			2009			
	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	
CEMAT																
Residencial	530,1	1.336	28,5	581,9	1.416	32,6	626,4	1.506	29,6	450,2	1.087	29,0	519,4	1.191	30,6	
Industrial	294,7	765	16,3	370,8	899	20,7	411,9	1.057	20,8	309,9	788	21,0	333,8	795	20,4	
Comercial	427,1	918	19,6	108,8	979	22,5	506,3	1.054	20,7	374,0	775	20,7	405,9	828	21,3	
Rural	107,2	416	8,9	477,1	491	11,3	141,6	558	11,0	104,9	413	11,0	126,3	453	11,7	
Outros	296,3	1249	26,7	266,7	562	12,9	311,2	909	17,9	208,4	689	18,3	204,9	472	12,1	
Total	1655,4	4.684	100,0	1830,2	4.347	100,0	1.997,4	5.083	100,0	1.447,5	3.752	100,0	1.590,3	3.891	100	
	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	
CELPA																
Residencial	674,7	1.806	37,5	686,5	1.945	38,0	733,1	2.108	37,1	513,0	1.547	37,4	604,6	1.572	37,1	
Industrial	280,8	988	20,5	295,5	1.082	20,7	327,4	1.199	21,1	235,1	893	21,6	247,1	848	20,0	
Comercial	413,6	1.044	21,6	424,0	1.126	21,5	452,4	1.194	21,0	316,5	870	21,0	374,6	895	21,1	
Rural	23,1	83	1,8	29,7	113	2,2	34,9	142	2,5	23,9	102	2,5	30,6	115	2,7	
Outros	306,3	893	18,5	319,6	950,1	18,2	349,7	1035	18,2	246,5	724	17,5	336,6	643	15,2	
Total	1698,5	4.814	100,0	1755,2	5.216	100,0	1.897,4	5.677	100,0	1.335,0	4.135	100,0	1.593,5	4.233	100	
	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	
ENERSUL																
Residencial	-						453,1	974	33,2	0,04	80	31,2	359,1	798	33,8	
Industrial							171,8	515	16,8	0,01	46	17,9	122,8	351	14,9	
Comercial							296,8	652	22,7	0,03	58	22,6	221,5	515	21,8	
Rural							95,8	332	11,9	0,01	31	12,2	75,1	271	11,5	
Outros							265,8	453	15,4	0,01	40	15,5	112,7	356	15,1	
Total							1.283,4	2.927	100,0	0,10	256	100,0	1.002,0	2.359	100	
	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	
CELTINS																
Residencial	175,2	357	36,0	207,8	392	36,2	211,4	414	35,9	156,2	301	35,4	157,4	331	34,8	
Industrial	35,9	104	10,5	45,5	126	11,6	52,5	141	12,2	40,2	110	12,9	41,1	116	12,2	
Comercial	108,3	204	20,6	127,2	224	20,7	139,1	240	20,8	101,7	175	20,5	103,8	186	19,6	
Rural	22,3	79	8,0	27,6	91	8,4	32,2	106	9,2	24,4	81	9,5	25,9	89	9,3	
Outros	123,8	246	24,9	103,0	251	23,1	106,3	253	21,9	74,7	185	21,7	87,2	229	24,1	
Total	465,5	990	100,0	511,1	1.084	100,0	541,5	1.154	100,0	397,2	852	100	415,5	952	100	
	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	
REDESUL/ SUDESTE ⁽³⁾																
Residencial	347,0	932	33,2	371,8	985	33,0	352,8	1.012	32,7	265,8	749	31,5	285,7	794	31,7	
Industrial	183,3	742	26,4	199,0	768	25,7	239,9	917	29,6	178,8	689	28,9	188,8	651	26,0	
Comercial	155,6	459	16,3	166,1	493	16,5	168,2	525	16,9	124,2	383	16,1	140,6	412	16,5	
Rural	42,4	232	8,3	44,8	247	8,3	43,1	252	8,1	31,6	182	7,6	33,7	184	7,3	
Outros	136,5	444	15,8	126,5	493	16,5	141,8	391	12,6	101,5	377,8	15,9	136,9	460,9	18,4	
Total	864,8	2.809	100,0	908,2	2.986	100,0	945,8	3.098	100,0	701,9	2.382	100,0	785,7	2.501	100	
	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	
TOTAL Consolidado Distribuidoras																
Residencial	1727,0	4.431	31,8	1848,0	4.738	31,7	2.080,2	5.384	30,2	1.421,3	3.765	29,9	1.926,2	4.686	30,0	
Industrial (3)	853,1	3.244	23,3	978,2	3.501	23,4	1.156,2	3.898	21,8	834,9	2.862	22,7	971,6	2.760	17,7	
Comercial	1104,6	2.625	18,9	1194,5	2.822	18,9	1.370,0	3.248	18,2	941,6	2.261	17,9	1.246,4	2.836	18,2	
Rural	195,0	810	5,8	235,8	941	6,3	285,5	1.182	6,6	193,2	809	6,4	291,6	1.112	7,1	
Outros	895,4	2806	20,2	923,2	2961	19,8	1.182,9	4.145	23,21	775,1	2.912	23,1	1.170,1	4.224,4	27,0	
Total	4775,1	13.916	100,0	5179,7	14.963	100,0	6.075,1	17.857	100,0	4.166,1	12.609	100,0	5.605,9	15.619	100	

(1) Em milhões.

(2) Adquirida em 11 de setembro de 2008.

(3) Inclui EDEVP após 30 de junho de 2006, a data de aquisição da EDEVP.

(4) Inclui as vendas da REDECOM após 30 de junho de 2006, a data da aquisição da REDECOM.

Em 2008, o número de consumidores de distribuição da Companhia e o volume global de energia distribuída aumentou 26,7% e 36,5%, respectivamente. O volume total de energia distribuída representa a soma de energia vendida para usuários finais ou outras distribuidoras e energia que é transmitida por meio de redes de distribuição para o consumo de consumidores livres ou entrega para outras concessionárias. Este crescimento em eletricidade distribuída corresponde a um período de recuperação na economia, que também causou impacto no consumo residencial.

O impacto deste período de recuperação econômica, entretanto, não foi uniforme por todas as áreas de concessão de distribuidoras de energia da Companhia:

- Nos Estados do Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Pará e Tocantins, onde o agronegócio é particularmente relevante, houve aumentos de 10,0%, 3,4%, 7,8% e 7,6% no volume de energia distribuída, respectivamente; e
- Nos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná, onde A Companhia possui um número maior de consumidores residenciais, industriais e livres, houve um aumento de 7,6% na média do volume de energia distribuída.

Consumidores Potencialmente Livres

Consumidores potencialmente livres são consumidores com uma demanda contratada acima de 3,0 MW que estão conectados em redes de distribuição da Companhia a um nível de voltagem de 69kV, ou mais, a partir de 8 de julho de 1995. Para os conectados antes de 8 de julho de 1995, são potencialmente livres somente os que possuem demanda contratada acima de 3,0 MW conectados a um nível de voltagem de 69 KV ou mais. O número de consumidores da Companhia potencialmente livres relativo ao número total de consumidores cativos é pequeno. Estes consumidores representaram 5,4% do volume de vendas de energia da Companhia durante 2008 e 4,6% durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009. Com relação à receita da Companhia, representaram 3,9% durante 2008, e 3,5% durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009.

Consumidores Especiais

Consumidores especiais são consumidores com uma demanda contratada entre 500 KW e 3,0 MW, conectados em redes de distribuição da Companhia em qualquer nível de voltagem, e que podem ser atendidos por geradores hidrelétricos, eólicos, solares ou que utilizem biomassa em seu processo de produção de energia e que possuem potencia injetada na rede de até 30,0 MW. Estes consumidores, quando atendidos por estas fontes, possuem desconto na tarifa de uso da rede de distribuição de 50% ou 100%. Este subsídio é distribuído pela ANEEL para pagamento pelos demais consumidores cativos das distribuidoras, nos processos de reajuste tarifário das distribuidoras, conforme legislação vigente no Brasil.

Tarifas Aplicáveis e os mecanismos tarifários

As distribuidoras da Companhia operam com tarifas reguladas e seus resultados dependem de ajustes e revisões aprovados pela ANEEL. Seus respectivos contratos de concessão definem reajustes anuais, revisões tarifárias periódicas e a possibilidade de revisões tarifárias extraordinárias. Para uma descrição detalhada dos mecanismos de revisão, veja a Seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais - Tarifas de Distribuição”, na página 88 deste Prospecto.

A tabela a seguir apresenta a tarifa média por tipo de consumidor da CEMAT, CELPA, ENERSUL, CELTINS e da REDESUL/SUDESTE unidade operacional da Companhia para os períodos indicados.

	Em 31 de dezembro de			No período encerrado em 30 de	
	2006	2007	2008	2008	2009
	(em reais/MWh)				
CEMAT:					
Residenciais	396,8	410,9	416,1	414,0	436,1
Industriais	385,2	412,5	389,6	393,5	419,8
Comerciais	465,3	487,3	480,4	482,7	490,2
Rurais	257,7	272,3	253,9	253,9	278,7
Outros	237,2	474,5	342,4	302,4	434,5
Média Total	353,4	421,0	392,9	385,8	408,7
CELPA:					
Residenciais	373,6	353,0	347,8	331,7	384,5
Industriais	284,2	273,1	273,1	263,3	291,5
Comerciais	396,2	376,6	379,0	363,7	418,7
Rurais	278,3	262,8	245,7	234,3	266,8
Outros	343,1	336,3	338,0	340,4	523,4
Média Total	352,8	336,5	334,3	322,8	376,4
ENERSUL(I)					
Residenciais			465,2	0,5	450,0
Industriais			333,5	0,2	349,8
Comerciais			455,2	0,5	430,1
Rurais			288,6	0,3	277,2
Outros			586,7	0,2	316,8
Média Total			438,4	0,3	424,7
CELTINS:					
Residenciais	490,8	530,1	510,6	518,9	475,4
Industriais	345,2	361,1	372,3	365,4	354,3
Comerciais	530,9	567,9	579,5	581,1	558,0
Rurais	282,3	303,3	303,7	301,2	291,0
Outros	503,4	410,3	420,1	403,7	380,7
Média Total	470,2	471,4	469,2	466,2	436,4
REDE SUL/SE:					
Residenciais	372,3	377,5	348,6	354,8	359,8
Industriais	247,0	259,1	261,6	259,5	290,1
Comerciais	339,0	337,1	320,3	324,1	341,2
Rurais	182,8	181,7	171,0	173,5	183,1
Outros	307,4	256,1	362,6	268,6	297,1
Média Total	307,9	304,1	305,2	294,7	314,1

(1) Adquirida em 11 de setembro de 2008.

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

Um consumidor que opte pelo mercado livre e utilize o sistema de distribuição deve pagar a tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD ao distribuidor local. No entanto, a ANEEL autoriza os consumidores livres a parar de pagar as tarifas TUSD para os distribuidores locais caso eles construam suas próprias redes de distribuição e as conectem às redes interconectadas. Caso qualquer dos consumidores livres decida construir suas próprias redes de distribuição, o lucro bruto operacional do distribuidor será adversamente afetado. A redução do lucro derivado pela migração dos consumidores para o mercado livre não causa geralmente uma redução material das margens de lucro para um distribuidor, visto que há uma compensação para o investimento do distribuidor retirada das tarifas TUSD, que continuam a ser pagas para o distribuidor inclusive após um consumidor potencialmente livre mudar para um outro fornecedor de energia.

A tabela abaixo apresenta a receita bruta operacional resultante da TUSD por consumidores livres e outras concessionárias representando energia em trânsito por rede, nos exercícios indicados. Para maiores informações vide

Seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil - Tarifas de Uso da Rede Aplicáveis aos Consumidores Livres”, na página 155 deste Prospecto.

	No exercício encerrado em 31 de dezembro de			No período de nove meses encerrado em	
	2006	2007	2008	2008	2009
	(em R\$ milhões)				
CEMAT	46,8	57,6	51,6	39,4	42,9
CELPA	13,4	16,2	12,0	8,5	13,0
ENERSUL(1)		60,2	54,1	0,004	44,8
CELTINS	4,5	4,5	6,7	4,8	6,0
REDESUL/SUDESTE	16,3	18,1	16,8	12,7	18,6
TOTAL	81,0	156,6	141,2	65,4	125,3

(1) Adquirida em 11 de setembro de 2008.

Compras de Energia para Distribuição no ACR e Comercialização no ACL

Após o estabelecimento do Decreto nº 5.163/2004 e da Lei nº 10.848/2004, a Companhia passou a garantir o atendimento à totalidade do mercado da Companhia por meio (i) de licitações na modalidade de leilões – CCEAR - que representavam aproximadamente 62,1% da energia comprada contratual para revenda no ano de 2008; e (ii) de contratos bilaterais (de curto e longo prazo) com geradores particulares, que representavam 27,4% da eletricidade comprada contratual para revenda no ano de 2008. O remanescente dos contratos de energia comprada contratual equivalente a 10,5% do total são divididos entre energia contratada do programa Proinfa e Itaipu.

Com relação ao período de nove meses findo 30 de setembro de 2009, a Companhia realizou compras contratualmente 61,5% de CCEAR, 27,5% de contratos bilaterais e 12,8% de Proinfa e Itaipu.

A Companhia comprou contratualmente 1.762 GWh em 2008 e 1.846 GWh até 30 de setembro de 2009 da hidrelétrica de Itaipu. O preço da energia elétrica comprada de Itaipu está denominado em dólares norte-americanos, diferentemente dos outros contratos da Companhia. As variações cambiais que ocorrem entre os reajustes tarifários periódicos são incorporadas nas tarifas de distribuição através do mecanismo da conta CVA descrita acima na seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais - Tarifas de Distribuição – Reajustes Tarifários Anuais” e em “Variações do Custo da Parcela A”. Portanto, se por um lado as distribuidoras da Companhia podem ter incorrido em custos de compra de energia elétrica acima dos montantes inicialmente incluídos nas suas tarifas, esses custos foram incorporados e reembolsados por meio de reajustes tarifários subsequentes.

Energia de Geração Própria

A geração própria da Companhia é de origem hidráulica e térmica. As geradoras térmicas de propriedade da CELPA e CEMAT geraram em 2008 um montante de 492 GWh, que representaram 2,5% do montante total de eletricidade requerida por distribuidoras. Em contrapartida, foram gerados 370 GWh e 266 GWh no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2008 e 2009, respectivamente.

Em 2008, a Companhia comprou contratualmente 2.510 GWh de eletricidade da UHE Lajeado, da UHE Guaporé e das PCH's Juína e Aripuanã, representando 13,0% do total de energia comprada em 2008.

Com relação ao período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2008 e 2009, esses montantes representaram 13,9% e 10,9% da energia comprada total.

Em 11 de setembro de 2008, A Companhia transferiu a totalidade da participação da UHE Lajeado para a Energias do Brasil por meio da Permuta de Ativos.

A tabela a seguir apresenta a energia comprada contratual e geração da Companhia nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2006, 2007 e 2008 bem como os nove meses acumulados de 2008 e 2009.

Energia Comprada Contratual - Distribuidoras (MWh)	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Acumulados até	
	2006	2007	2008*	set/08	set/09
Contratos Bilaterais	3.243.086	1.926.084	2.208.819	1.441.251	2.226.345
Proinfa	58.036	151.558	270.489	165.832	300.340
Itaipu	580.051	578.887	1.761.648	1.172.133	1.846.347
Lajeado	1.945.939	1.953.971	1.951.704	1.464.550	1.406.653
Tangará	527.352	527.352	528.804	402.454	392.189
Juruena	10.617	30.576	29.672	23.669	23.966
Geração Desverticalizada	523.318	497.464	569.291	405.571	547.196
1º Leilão de Energia Existente - 2005	5.089.144	5.101.009	5.415.757	3.811.649	4.318.446
1º Leilão de Energia Existente - 2006	3.300.653	3.189.235	3.514.125	2.424.719	2.979.811
1º Leilão de Energia Existente - 2007	0	1.591.413	1.661.949	1.170.759	1.270.082
2º Leilão de Energia Existente - 2008	0	0	853.107	601.506	681.265
3º Leilão de Energia Existente - 2006	0	0	528	297	0
4º Leilão de Energia Existente - 2009	0	0	0	0	99.528
5º Leilão de Energia Existente - 2007	0	49.857	54.913	37.679	46.482
1º Leilão de Energia Nova- 2008	0	0	280.631	207.643	214.280
1º Leilão de Energia Nova - 2009	0	0	0	0	294.361
2º Leilão de Energia Nova - 2009	0	0	0	0	467.199
CCEAR Ajuste	59.616	128.681	215.441	3.106	207.321
Compra de Curto Prazo das Distribuidoras- CCEE	-35.018	805.424	15.606	225.872	-306.555
Total Energia Comprada Contratual - Distribuidoras	15.302.793	16.531.510	19.332.482	13.558.691	17.015.254
Geração Hidráulica da URG - CNEE	1.805	1.016	1.609	1.148	1.233
Geração Térmica	445.633	469.755	492.087	370.433	22.677
Total Energia Comprada Contratual - Distribuidoras e Geração	15.750.231	17.002.281	19.826.178	13.930.272	17.039.165
Energia Comprada pela REDE COM	1.680.652	1.351.042	1.723.446	1.753.474	1.700.727
Total Energia Comprada Contratual Distribuidoras e Rede Com + Geração	17.430.883	18.353.323	21.549.624	15.683.745	18.739.892

A tabela a seguir apresenta os preços médios (R\$/MWh) contratuais da Companhia atualizados no mês de setembro de 2009.

Preços médios contratuais (R\$/MWh)	Realizado em
	set/09
Contratos Bilaterais	127,85
Proinfa	230,61
Itaipu	104,72
Lajeado	112,28
Tangará	144,20
Juruena	247,60
Geração Desverticalizada	196,28
Autoprodutores	143,98
Geração Desverticalizada	196,28
CESP	0,00
COPEL	105,68
Curto Prazo	16,31
Celtener	137,04
5º Leilão de Energia Existente - 2007	116,26
1º Leilão de Energia Existente - 2005	68,97
1º Leilão de Energia Existente - 2006	81,24
2º Leilão de Energia Nova - 2009	78,88
CCEAR Ajuste	145,77
Compra de Curto Prazo das Distribuidoras- CCEE (II)	16,31
Total Energia Comprada Contratual - Distribuidoras (I)	113,66
Energia Comprada pela REDE COM	140,39
Total Energia Comprada Contratual Distribuidoras e Rede Com	115,36

Atendimento ao Cliente

Para o atendimento a consumidores, a Companhia dispõe de uma estrutura de cinco ouvidorias, cinco *call centers* próprios com 285 posições de atendimento e mais dois sites terceirizados com 38 posições de atendimento, além de 405 agências espalhadas nos Estados de atuação da CELPA, CELTINS, CEMAT, ENERSUL e REDESUL/SUDESTE. Ademais, a Companhia atende os grandes consumidores e o poder público através de áreas específicas dentro de suas distribuidoras. É possível, ainda, contatar a Companhia através de seus *websites*.

A Companhia possui gestão corporativa do atendimento de grandes consumidores, de forma a garantir a padronização e uniformização de procedimentos para todas as distribuidoras do grupo. A Companhia tem tido significativas melhorias em processos de atendimentos a este segmento de grandes clientes, como a ampliação contínua de serviços disponibilizados através de seus *websites*. A Companhia oferece atendimento personalizado através de gestores de relacionamento. Ademais, a Companhia mantém um *call-center* exclusivo para atendimento destes clientes. A Companhia realiza pesquisas anuais para o correto entendimento de suas necessidades e elabora planos de ação anuais com base nos resultados destas pesquisas para implementar melhorias que atendam a estas necessidades.

A Companhia também realiza pesquisas anuais junto aos clientes livres da REDECOM, com o mesmo objetivo de melhoria contínua do atendimento. Tanto nas pesquisas com grandes clientes de distribuidoras da Companhia e também da REDECOM, elevados graus de satisfação tem sido obtidos com atendimento o prestado.

Procedimentos de Faturamento, Políticas sobre Pagamentos em Atraso, de Controle de Crédito

Procedimentos de Faturamento

Os consumidores da Companhia são faturados segundo um dos seguintes sistemas tarifários: (1) o sistema convencional de tarifas, que é aplicado a consumidores das Classes A e B ou (2) o sistema de tarifas sazonal-horário, que só é aplicado a consumidores da Classe A. O sistema de tarifa convencional aplica uma alíquota fixa, sem levar em consideração quaisquer variações sazonais ou de horário. O sistema de tarifas sazonal-horário, por sua vez, considera tanto as variações sazonais, que são as estações de seca (maio a outubro) e de chuvas (novembro a abril), quanto às variações horárias ao longo do dia, que são os horários de ponta (horas em que o consumo atinge picos de demanda) e horários fora de ponta (demais horas do dia). As tarifas mais altas também são aplicadas durante as horas de pico de demanda.

As leituras dos medidores e o faturamento são efetuados mensalmente para todos os consumidores, com exceção dos consumidores rurais, cujos medidores são lidos a intervalos que variam de um a três meses (porém, se a leitura não for efetuada, esses consumidores são faturados mensalmente, com base no consumo médio recente). As faturas são emitidas a partir das leituras dos medidores ou com base na estimativa de consumo de energia, conforme calendário de leituras e faturamento definidos, com vencimento para cinco dias úteis após apresentação aos consumidores. Os pagamentos podem ser feitos em bancos, casas lotéricas ou nas filiais dos Correios.

Procedimentos de Cobrança

A Companhia considera o gerenciamento e o controle dos pagamentos em atraso pelos consumidores como uma prioridade e estabelece metas para reduzir o nível de inadimplência e aumentar os valores recebidos.

Para os consumidores da Classe B, em caso de não pagamento, o sistema de faturamento identifica a inadimplência, e emite uma notificação sobre a falta de pagamento incluída na fatura do mês subsequente, com indicação da previsão da data de possível suspensão do fornecimento de energia permanecendo o não pagamento, em prazo não inferior a quinze dias. O tratamento para os consumidores da Classe A é diferente, em função principalmente dos maiores valores das faturas, sendo enviada notificação aos inadimplentes, quatro dias úteis após a data de vencimento, ficando sujeitos à suspensão do fornecimento de energia após quinze dias dessa notificação.

Além da suspensão, a Companhia utiliza os seguintes métodos para cobrar os pagamentos em atraso:

- empresas de cobrança – consumidores com o fornecimento suspenso e dívidas vencidas há 90 dias ou mais são contatados por empresas de cobrança para obtenção do pagamento;
- pagamentos parcelados – em certos casos, os consumidores podem negociar a amortização de suas dívidas em parcelas, geralmente pagando um valor inicial de 30,0% a 40,0% do total da dívida. Sobre estas contas, incidem juros e multas. Neste caso, o cliente não pode atrasar nenhuma parcela; e
- ações legais - caso a Rede Energia não consiga recuperar montantes antigos devidos de um consumidor, através das empresas de cobrança e não consiga estabelecer um plano de renegociação de dívida com este consumidor, esta dívida é encaminhada para o departamento jurídico da Companhia que propõe um ação legal para coletar o montante devido.
- SPC/SERASA – nas áreas em que não há vedação legal, a Companhia encaminha as faturas dos clientes em débito com as distribuidoras da Companhia para inclusão no cadastro de inadimplentes do SPC e do SERASA.

A tabela a seguir demonstra a quantidade de pagamentos atrasados dos consumidores da CEMAT, CELPA, ENERSUL, CELTINS e REDESUL/SUDESTE no período indicado.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses encerrado em 30 de setembro	
	2006	2007	2008	2008	2009
	(em R\$ milhões)				
CEMAT	221,5	186,9	221,2	214,6	231,2
CELPA	154,4	183,1	235,8	218,6	281,0
ENERSUL⁽²⁾	-	-	108,5	97,7	113,7
CELTINS	34,9	36,8	41,9	42,2	47,2
REDESUL/SUDESTE	39,0	33,9	31,5	44,8	40,1
TOTAL	449,8	440,7	638,9	617,9	713,2

(1) Em bases anuais.

(2) Adquirida em 11 de setembro de 2008 em razão da Permuta de Ativos.

Fatores macroeconômicos desfavoráveis, principalmente nas regiões cuja principal atividade econômica é o agronegócio e a mineração, contribuíram para a queda da renda dos consumidores da Companhia, o que aumentou gradualmente os índices de pagamentos em atraso.

Contratos Relevantes

Contrato de Concessão

Dentre as principais concessões de distribuição da Companhia a CELTINS possui validade até 2020, podendo este prazo ser prorrogado por mais 20 (vinte) anos, e a CEMAT, ENERSUL e a CELPA possuem prazo de validade até os anos de 2027, 2027 e 2028, respectivamente, podendo tais prazos ser prorrogados por mais 30 (trinta) anos após as respectivas datas de validade das concessões. O pedido da prorrogação deve ser apresentado até 36 meses antes do término do prazo do contrato, o qual será analisado pelo Poder Concedente, que decidirá com base nos princípios de continuidade e qualidade do serviço público.

A Rede Energia se compromete, nos termos dos contratos de concessão, a manter e aperfeiçoar equipamentos e instalações em conformidade com a qualidade, continuidade, segurança e confiabilidade dos padrões de serviços estabelecidos, ou a serem estabelecidos, pela ANEEL.

Ainda nos termos dos contratos de concessão, a Rede Energia deve ter por objeto social a exploração de serviços públicos de energia elétrica, comprometendo-se somente a exercer outra atividade empresarial mediante prévia autorização da ANEEL e desde que as receitas auferidas, que deverão ser contabilizadas em separado, sejam parcialmente destinadas a favorecer a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica.

Observadas as regras da legislação econômica vigente, por iniciativa da ANEEL ou da Rede Energia, as tarifas poderão ser reajustadas mediante aplicação de fórmulas constantes nos contratos de concessão, com periodicidade anual, podendo haver revisão de tarifas de acordo com as situações elencadas nos contratos de concessão. Os reajustes da CEMAT e da ENERSUL ocorrem em abril de cada ano, os da CELPA ocorrem em agosto de cada ano, e os da CELTINS, em julho de cada ano. As empresas que formam parte da REDESUL/SUDESTE têm suas tarifas reajustadas em maio de cada ano, exceto a CFLO, cujas tarifas são reajustadas em junho de cada ano.

Além do reajuste anual, a Companhia está sujeita à revisão tarifária periódica a cada 4 ou 5 anos, dependendo da previsão do contrato de concessão. Para maiores informações sobre as tarifas de distribuição de distribuidoras da Companhia, veja a seção “Análise e Discussão da Administração Sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais” - Tarifas de Distribuição”, na página 88 deste Prospecto.

Fornecimento de Energia

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras devem contratar 100% da sua demanda esperada de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Para cumprir essa finalidade, as distribuidoras devem realizar aquisições de energia nos leilões regulados pela ANEEL, seja para a aquisição junto de projetos de geração já existentes ou novos.

Para maiores informações sobre os contratos de compra de energia da Companhia, veja o item acima “Compras de Energia para Distribuição no ACR e Comercialização no ACL”, na página 184 deste Prospecto.

Contratos de Financiamento

A natureza das atividades da Companhia requer frequentemente o aporte de recursos para o desenvolvimento, implantação e operacionalização de seus projetos. A Companhia depende, portanto, da obtenção de recursos junto a terceiros para financiar seus projetos. Para maiores informações sobre seus contratos de financiamentos, veja item acima “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais – Endividamento”, na página 136 deste Prospecto.

Acordos de Acionistas

Algumas das principais subsidiárias da Companhia celebraram acordos de acionistas conosco e com seus principais acionistas. Esses acordos de acionistas versam sobre matérias como: (i) exercício de direito de preferência; (ii) eleição de membros para o conselho de administração; e (iii) distribuição de dividendos.

Para maiores informações sobre esses acordos de acionistas, veja na seção “Acordos de Acionistas”, na página 229 deste Prospecto.

Permuta de Ativos Para Aquisição da ENERSUL

Em 18 de junho de 2008 a Companhia, a Rede Power e a Energias do Brasil celebraram Instrumento Particular de Compromisso de Permuta de Ativos e Outras Avenças segundo o qual: (i) a Companhia e a Rede Power se obrigaram a transferir à Energias do Brasil a totalidade de suas participações societárias nas sociedades Rede Lajeado, Tocantins Energia e Investco; e (ii) a Energias do Brasil se obrigou a transferir à Companhia a totalidade da sua participação societária na ENERSUL, subsidiária integral da Energias do Brasil. Não houve pagamentos financeiros em conexão com a permuta de ativos.

A operação foi concluída, e a permuta efetivada, em 11 de setembro de 2008, após obtidas as necessárias aprovações da ANEEL, do BNDES e outras instituições financeiras. Após essa data, a Companhia e a Rede Power passaram a controlar e deter todo o capital social da ENERSUL e a Energias do Brasil passou controlar a Investco, a Tocantins Energia e a Rede Lajeado, detendo a proporção do capital social anteriormente possuída pela Companhia e a Rede Power.

O valor econômico da ENERSUL, Rede Lajeado, Investco e Tocantins Energia foi calculado de modo independente por BES Investimento do Brasil S.A. – Banco de Investimento, a pedido da Companhia, Rede Power e Energias do Brasil, com base nas situações patrimonial e financeira refletidas nos balanços daquelas sociedades encerrados em 31 de março de 2008.

Exceto em relação a valores já provisionados, a Companhia e a Rede Power são responsáveis perante a Energias do Brasil por todas e quaisquer insuficiências ativas e superveniências passivas que sejam imputadas a Rede Lajeado, Investco, Tocantins Energia e/ou Energias do Brasil por sucessão, responsabilidade solidária ou subsidiária de qualquer natureza que sejam resultantes ou (i) de condutas praticadas na Investco, Rede Lajeado ou Tocantins antes da efetivação da permuta ou (ii) de violação de declarações e garantias prestadas, na proporção de suas participações no capital social total da Investco e pelo prazo de dez anos. A Energias do Brasil é igualmente responsável perante a Companhia e a Rede Power em relação à ENERSUL.

As responsabilidades da Companhia e da Rede Power (em conjunto) e da Energias do Brasil são reciprocamente limitadas a R\$100 milhões, corrigidos pelo IGPM. Contudo, não estão incluídos nesse limite: (1) ações civis públicas para redução das tarifas da ENERSUL; e (2) seis ações ambientais, fundiárias e de reparação de danos em que a Investco é parte passiva, especificadas no contrato de permuta.

Caso a ENERSUL seja condenada a restituir valores cobrados de seus consumidores ou a reduzir o valor de suas tarifas, a Energias do Brasil nos indenizará no montante da restituição ou no valor equivalente à redução do faturamento, conforme calculado por um perito independente.

Caso a Investco seja condenada nas ações listadas no contrato de permuta, A Companhia indenizará a Energias do Brasil na proporção de participações no capital social total da Investco, no montante que exceder os valores já provisionados. As ações ambientais estão descritas a seção “Atividades da Companhia - Processos Judiciais e Administrativos”, na página 203 deste Prospecto.

Negócios de Geração da Companhia

A energia que a Companhia gera é proveniente de hidrelétricas e termoeletricas. A energia elétrica gerada é transmitida dentro de um sistema da própria Companhia ou tal atividade pode ser realizada por terceiros para que as distribuidoras possam distribuir eletricidade aos usuários finais. As geradoras da Companhia vendem eletricidade às distribuidoras sob contratos de longo prazo, conforme determinado pela ANEEL.

Em 2008 e nos primeiros nove meses de 2009, as atividades das geradoras da Companhia representaram 12,7% e 3,7% de seu EBITDA consolidado, o que equivale a R\$135,9 milhões e R\$32,0 milhões, respectivamente, e incluem:

- o controle direto, de 70,8% do capital social total, incluindo 100,0% do capital social com direito a voto, da Tangará, que detém 100,0% da concessão para operar a UHE Guaporé. Como resultado de investimento na Tangará, a Companhia tem direito a 64,0% da energia total gerada pela UHE Guaporé, localizada no Rio Guaporé, com uma capacidade total instalada de 120,0 MW.
- O controle da Juruena Energia S.A., que detém 100,0% da concessão para operar as PCH's Juína (5,3 MW) e Aripuanã (0,8 MW).

Juntamente com a Energias do Brasil, a Denerge, sociedade controlada pela Companhia, detém a concessão do Aproveitamento Hidrelétrico Couto Magalhães, localizado no Rio Araguaia (Alto Araguaia), na divisa dos Estados de Mato Grosso e Goiás, e com 150,0 MW de potência instalada. A participação da Denerge neste projeto é de 51,0%, e atualmente está elaborando o Projeto Básico de Engenharia e desenvolvendo o Licenciamento Ambiental, em consonância com o IBAMA, tendo sido protocolado o EIA/RIMA em agosto de 2009. A previsão é de início das obras no 2º semestre de 2010 ou 1º semestre de 2011, com o início de geração de energia elétrica a partir de 2013.

UHE Guaporé

A Companhia detém uma participação de 100,0% no capital votante e de 70,8% no capital total da Tangará, que detém 100,0% da concessão para exploração da UHE Guaporé, localizada no Rio Guaporé, nos municípios de Pontes e Lacerda e Vale de São Domingos, Estado do Mato Grosso. A Eletrobrás detém todo o capital social restante da Tangará

A concessão para a exploração da UHE Guaporé, válida por 30 anos, foi outorgada em 7 de julho de 1995 pelo Governo Brasileiro ao consórcio vencedor do processo licitatório. O contrato de concessão foi firmado em 13 de março de 2000 e a UHE Guaporé atingiu sua condição de operação plena em junho de 2003, com 3 turbinas, cada uma com potência de geração de 40,0 MW, totalizando a capacidade instalada de 120,0 MW.

A Tangará atualmente comercializa toda a energia proveniente da Usina Guaporé com a CEMAT pelo preço de R\$173,24 por MWh, por meio de um contrato de compra e venda de energia celebrado em 16 de setembro de 2002, com prazo até 6 de junho de 2025.

Juruena Energia

A Companhia detém uma participação de 100,0% no capital total e de 100,0% no capital votante da Juruena, que detém 100,0% da concessão para exploração da UHE Juína e UHE Aripuanã, localizada no Rio Juína, nos municípios de Pontes e Lacerda e Vale de São Domingos, Estado do Mato Grosso.

A concessão para a exploração da UHE Juína e UHE Aripuanã são válidas por 30 anos, a partir de 1997, conforme contrato de concessão de geração nº 04/97. A UHE Juína e UHE Aripuanã, juntas, têm capacidade instalada de 6,1 MW.

A Juruena atualmente comercializa toda a energia gerada com a CEMAT pelo preço de R\$216,4 por MWh, por meio de um contrato de compra e venda de energia celebrado em 01 de novembro de 2005, com prazo até 10 de dezembro de 2027.

Projeto de Bioenergia

Seguindo a estratégia de diversificação de negócios da Companhia para um segmento não regulado, como também de expansão de sua base geradora, por meio da co-geração de energia elétrica a partir da biomassa (bagaço e palha de cana de açúcar), a Companhia iniciou em 2007 o estudo de viabilidade de um projeto de

geração de energia (a partir de biomassa) e produção de etanol no estado do Mato Grosso do Sul, e adquiriu, em dezembro de 2007, participação de 50,98% da empresa Vale do Vacaria, veículo através do qual se pretende explorar este projeto. Em 30 de setembro de 2009, o capital social da Vale do Vacaria era de R\$25,4 milhões.

O projeto de produção de etanol e co-geração de energia elétrica a partir de biomassa deve ser implantado em duas fases, com a construção de duas usinas, a primeira com início de operação previsto para abril de 2012, e a segunda, cuja implantação somente deverá ocorrer após o início da operação da primeira, com previsão para maio de 2013.

A primeira fase do projeto contempla um investimento total de aproximadamente R\$1.038,7 milhões, para uma capacidade inicial de moagem de 2,5 milhões de toneladas/ano, produção de 222.467 m³/ano de álcool hidratado, e geração de 242.707 MWh/safra de energia disponível para venda, e de 5,0 milhões toneladas/ano, produção de 454.791 m³/ano de álcool hidratado, e geração de 477.022 MWh/safra de energia disponível para venda ao final do segundo ano. A segunda fase contempla um investimento adicional de R\$1.000,00 milhão, para um aumento da capacidade total de moagem do projeto para 10 milhões toneladas/ano, e iguais volumes de produção de etanol e geração de energia elétrica. Do total da capacidade de geração de energia instalada (156 MW), aproximadamente 56 MW serão destinados a alimentar as usinas e 100 MW à venda a terceiros por meio do SIN. O escoamento da energia excedente já está equacionado, e será efetuado através da ICG Sidrolândia, recentemente contratada pela ANEEL.

Atualmente o projeto da Companhia contempla as seguintes características: (i) utilização de cana de açúcar própria em terras onde a Companhia terá parcerias de plantio com os proprietários; (ii) localização que permite fácil escoamento da produção; (iii) qualidade de solo superior aos grandes produtores existentes e condições climáticas favoráveis que reduzem o custo de produção; (iv) custo de implementação da usina de geração a biomassa associada à planta de etanol inferior ao de uma usina hidrelétrica com a mesma capacidade; (v) projeto considerando uma planta com tecnologia moderna e altamente automatizada; (vi) produção agrícola totalmente automatizada; (vii) fácil acesso à mão de obra, em razão da localização próxima à região metropolitana; e (viii) baixos impactos ambientais uma vez que as terras para produção de cana eram utilizadas como pastagens e não são abrangidas pela Floresta Amazônica ou Pantanal.

O projeto em estudo já obteve as licenças ambientais prévia, que inclui autorização para terraplenagem e instalação do canteiro de obras, mas ainda depende da estruturação do financiamento do projeto e da aprovação dos acionistas. Importante ressaltar que a estrutura de financiamento deverá ser uma combinação de recursos aportados pelos atuais acionistas, eventuais acionistas investidores estratégicos, com experiência no setor alcooleiro e de dívida obtida junto a bancos ou instituições de fomento nacionais ou estrangeiros, devendo ser adotada uma estrutura de *project finance* que deverá mitigar os riscos do projeto para a Rede Energia.

Comercialização

A Companhia desenvolve atividades de comercialização por meio de sua controlada REDECOM, adquirida em junho de 2006, que tem como objeto a comercialização de energia elétrica em todo o território nacional, focando em atender os consumidores livres e consumidores especiais. Consumidores livres e consumidores especiais são consumidores industriais de grande e médio porte (com demanda contratada acima de 500 KW) - vide a Seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil - Ambiente de Contratação Livre - ACL”, na página 160 deste Prospecto. REDECOM foi constituída em 13 de novembro de 2000, mas iniciou suas atividades em 2004. A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2008, uma participação de 99,6% no capital social total, e 99,6% no capital votante da REDECOM. A sede da REDECOM é localizada na Avenida Paulista, 2439 na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo.

A REDECOM realiza atividades de compra e venda de energia elétrica convencional e incentivada diretamente entre todos os tipos de agente do mercado, identificação de agentes interessados em comercializar energia e intermediação no ACL, gerenciamento dos contratos de compra e venda de seus clientes, formatação e operacionalização de leilões de compra e venda e representação nos referidos leilões, assessoria em contratos com terceiros e na migração para o ACL, e representação de geradores, consumidores livres e distribuidores de energia na CCEE. A REDECOM é a única empresa comercializadora de energia do Brasil a ser certificada pela norma ISO 9001/2000.

A carteira de clientes da REDECOM é composta de clientes livres, comercializadoras e supridoras. No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, a REDECOM vendeu 1.625 GWh comparado aos 1.329 GWh e 1.726 GWh durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009. A receita operacional bruta

cresceu 53,3%, passando de R\$149,8 milhões em 2007 para R\$229,7 milhões em 2008 e R\$224,0 milhões durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009. O EBITDA decresceu 140,9% passando de R\$17,6 milhões em 2007 para R\$7,2 milhão negativo em 2008 e R\$20,6 milhões durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009 e o lucro líquido decresceu 153,7% passando de R\$10,6 milhões em 2007 para um prejuízo de R\$5,7 milhões em 2008 e lucro de R\$11,9 milhões durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009.

Outros Serviços

A REDESERV atua na prestação de serviços para projetos de engenharia e construção de subestações e outros ativos relacionados a serviços de energia elétrica. A Companhia possui, em 30 de setembro de 2009, uma participação de 99,5% no capital social total e votante da REDESERV. A REDESERV registrou um lucro operacional bruto de R\$9,4 milhões em 2008 e de R\$2,9 milhões durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009 e registrou um lucro líquido de R\$6,6 milhões em 2008 e R\$1,4 milhões durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009.

Concorrência

A operação da rede de distribuição dá-se em ambiente de monopólio legal, sendo os serviços geralmente remunerados por meio das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD. Dessa forma, os consumidores localizados dentro das áreas de concessão das distribuidoras da Companhia, tanto cativos como livres, devem utilizar uma rede de distribuição para ter acesso à energia elétrica, remunerando suas distribuidoras por meio da TUSD.

O Decreto nº 5.597, de 26 de novembro de 2005, autorizou os consumidores livres a pararem de pagar as tarifas TUSD para os distribuidores locais caso eles montem sua rede própria e se conecte diretamente a Rede Básica. Caso qualquer um dos consumidores livres decida montar sua rede própria, o lucro bruto operacional da distribuidora afetada poderá ser adversamente atingido. Além disso, a redução da receita derivada da migração dos consumidores para o mercado livre não causa geralmente uma redução das margens de lucro para uma distribuidora em razão da compensação para o investimento da distribuidora que decorre da TUSD, que continua a ser paga para a distribuidora mesmo depois que um consumidor potencialmente livre mude para um outro fornecedor de energia.

O Decreto nº 5.163/2004, de 30 de julho de 2004, determinou que a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços com seus consumidores no sistema de distribuição independente e interconectado da rede elétrica brasileira, seja em “Ambientes de Contratação” que poderão ser “Regulados” ou “Livres”.

No caso das geradoras da Companhia, após o vencimento dos contratos de venda de energia existentes, a energia que eles continuem gerando deverá ser comercializada no ACR e no ACL.

O ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação. No ACR, as geradoras da Companhia competem entregando propostas em leilões para novas concessões. A proposta vencedora obtém o contrato de concessão e um contrato de venda da energia com prazo entre 15 e 30 anos.

O ACL é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, através de contratos bilaterais livremente negociados, onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio da negociação, sendo preços e condições acordados entre as partes. Nesse ambiente, a competição é exercida entre os concessionários e autorizados de geração, comercializadoras e importadores de energia elétrica. A empresa da Companhia que atua neste mercado é a REDECOM. Seu principal objetivo é reter, com lucratividade, os consumidores potencialmente livres e especiais que optarem por serem atendidos por outro supridor que não seja a distribuidora à qual esteja conectado.

A Companhia enfrenta concorrência de outras comercializadoras e geradoras de energia elétrica por consumidores livres.

Os principais competidores da Companhia no segmento de geração são CEMIG, CESP, CHESF – Cia. Hidro Elétrica do São Francisco, Duke Energy International, Geração Parapanema S.A., Eletronorte, Furnas Centrais Elétricas S.A. e Tractebel Energia S.A.

Os principais competidores da Companhia no segmento de comercialização são: AES Infoenergy Ltda., CIEN – Companhia de Interconexão Energética S.A., CPFL Comercializadora Ltda., Delta Comercializadora de Energia Ltda., Elektro Comercializadora de Energia Ltda., Enertrade Comercializadora de Energia S.A., NC Energia S.A. e Petrobras Comercializadora de Energia Ltda.

Adicionalmente, em virtude da discricionariedade do Poder Concedente para a renovação das concessões, a Companhia pode enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação dessas concessões ou para obter quaisquer novas concessões. A aquisição de determinadas concessões por concorrentes poderia afetar negativamente os resultados de operações da Companhia.

Propriedades, Instalações e Equipamentos

As principais propriedades da Companhia consistem em UHEs, UTEs, subestações e redes de distribuição localizadas nos Estados do Pará, Mato Grosso, Tocantins, Minas Gerais, São Paulo e Paraná. O valor contábil líquido do ativo imobilizado total da Companhia, em 30 de setembro de 2009, era de R\$5.681,7 milhões. De modo geral, as instalações da Companhia são adequadas às suas atuais necessidades e são apropriadas aos fins a que se destinam.

Algumas das empresas da Companhia têm servidões de passagem para suas linhas de distribuição, que são ativos próprios e não reverterem aos proprietários da terra quando da expiração de concessões da Companhia. As linhas de distribuição da Companhia ocupam áreas que são adquiridas por compra ou expropriação, ou sobre as quais a Companhia possui servidões de passagem sujeitas a pagamentos de indenização negociados com o vendedor ou, em alguns casos, como determinado por decisões judiciais. Determinadas extensões de terra pelas quais passam as linhas de transmissão da Companhia são divididas com outras companhias de energia. A escolha de determinada extensão de terra depende de critérios técnicos e é baseada em negociações mantidas com o proprietário da propriedade relevante.

As empresas da Companhia geralmente gozam de servidões de passagem gratuitas sobre propriedades públicas. Entretanto, tais empresas devem indenizar servidões sobre propriedades privadas. Em virtude do interesse público no desenvolvimento de serviços de eletricidade, historicamente a Companhia não encontra dificuldades legais significantes ao instalar novas linhas de distribuição de média e baixa voltagem.

De acordo com a lei, alguns dos imóveis e instalações que as empresas da Companhia utilizam para cumprir suas obrigações nos termos de seus contratos de concessão não podem ser transferidos, cedidos, onerados ou vendidos a quaisquer credores da Companhia ou por eles empenhados sem a prévia aprovação da ANEEL.

Sazonalidade

As distribuidoras da Companhia de energia não enfrentam sazonalidade significativa porque as características dos mercados industriais, residenciais e comerciais que eles servem, seja mercado cativo ou consumidores livres, requer uma corrente de energia relativamente uniforme durante o ano, apesar da sazonalidade que ocorre dentro das áreas de concessão de cada uma das companhias de distribuição da Companhia no trimestre encerrado em 31 de março de cada ano comparado com os demais trimestres. A tabela a seguir demonstra o volume de vendas de energia por trimestre fiscal nos períodos indicados:

Trimestre Encerrado em	2006		2007		2008	
	(MWh vendido)	(%)	(MWh vendido)	(%)	(MWh vendido)	(%)
31 de março de	2.816	21,6%	3.484	24,9%	3.399	21,81%
30 de junho de	3.131	24,0%	3.581	25,6%	3.492	22,40%
30 de setembro de	3.350	25,7%	3.548	25,3%	4.536	29,10%
31 de dezembro de	3.739	28,7%	3.381	24,2%	4.160	26,69%
Total	13.036	100,0%	13.994	100,0%	15.587	100,00%

A UHE Guaporé está conectada ao SIN que possui reservatórios desenvolvidos para regularizar a vazão e a operação do sistema elétrico como um todo, por meio de um mecanismo denominado Mecanismo de Realocação de Energia Assegurada. A função deste mecanismo é facilitar o suporte mútuo à produção da energia das unidades credenciadas. Assim, em condições usuais, o sistema possui mecanismos para mitigar os efeitos climáticos e hidrológicos ligados a produção de energia hidrelétrica. Nenhum sistema, no entanto, pode evitar

todos os riscos extraordinários. Vide Seção “Fatores de Risco” – Riscos do Setor de Energia Elétrica Brasileiro, na página 63 deste Prospecto.

Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

A Companhia apresenta anualmente programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética para a ANEEL, a qual, após sua aprovação, acompanha o cumprimento das metas físicas e financeiras.

De acordo com a Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, as distribuidoras devem aplicar em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, anualmente, o montante mínimo de 0,50% da sua receita operacional líquida, e de 0,50% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia. A partir de 1º de janeiro de 2011, as porcentagens passam a ser 0,75% e 0,25%, respectivamente. Da mesma maneira, a partir de 1º de janeiro de 2006, as geradoras e os produtores independentes, bem como as transmissoras, ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, o montante mínimo de 1% de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, exceto para as PCHs e companhias que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares e de biomassa.

De acordo com a Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, as concessionárias de serviço público de geração e transmissão de energia são obrigadas a investir anualmente ao menos 1% de sua receita operacional líquida em P&D, com exceção das companhias que geram energia por meio de fontes eólica, solar, biomassa e PCHs.

O Governo Federal distribui os recursos que coleta para pesquisa e desenvolvimento do setor de energia da seguinte forma: 40% para projetos executados pelas concessionárias, 40% destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e 20% destinados ao MME, em cada caso a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como, os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos. O Governo Federal direcionará no mínimo 30% dos recursos a projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

Nos últimos 3 anos, as distribuidoras da Companhia investiram um valor total de R\$32,8 milhões em pesquisa e desenvolvimento e R\$43,9 milhões em eficiência energética, conforme descritos na tabela abaixo:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2006	2007	2008
		(em R\$ milhões)	
Pesquisa & Desenvolvimento	16,1	8,2	8,5
Eficiência Energética	11,1	14,2	18,6
Total	27,2	22,4	27,1

Meio Ambiente

As atividades da Rede Energia são voltadas preponderantemente para a distribuição com pequena geração de energia elétrica. O sistema de geração de energia elétrica é composto por uma UHE, PCHs e UTEs. As UTEs utilizam óleo diesel como combustível.

A Rede Energia estabelece diversas ações e programas de prevenção e controle de impactos ambientais, com a finalidade de limitar os riscos das atividades de distribuição e geração.

As estratégias corporativas de meio ambiente são estabelecidas por meio da análise das ações desenvolvidas e resultados de cada empresa da Rede Energia, bem como das melhores práticas do setor elétrico.

O desempenho da Rede Energia na área ambiental deve-se à discussão dos principais aspectos que possam interferir no setor e à análise de projetos de leis e instruções normativas, bem como à manutenção de um relacionamento próximo com os ministérios de Meio Ambiente e Minas e Energia, os Comitês de Meio Ambiente da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica - ABCE, a Associação Brasileira das Indústrias de Base - ABDIB, a Fundação Coge - Funcoge entre outros.

Desde 2004 as ações ambientais implantadas de forma individualizada pela Rede Energia, são discutidas e definidas internamente pelo seu Comitê de Meio Ambiente, que é coordenado pela sua Gerência de Meio Ambiente corporativa e conta com a participação dos gerentes ambientais das empresas da Rede Energia.

As gerências locais têm um papel fundamental de gerir e controlar, na forma de apoio técnico, os principais impactos ambientais provenientes das atividades da empresa, potencializando os positivos e minimizando os negativos, e os processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos nas fases de planejamento, construção, operação e desativação.

O ano de 2007 foi de mudanças e conquistas significativas para as empresas. Foi o ano em que a Rede Energia implantou o Comitê de Responsabilidade Socioambiental Corporativo - composto por profissionais de todas as empresas, construiu sua Política de Sustentabilidade, definiu o foco dos investimentos sócio-ambientais e incluiu no Planejamento Estratégico a Dimensão Socioambiental.

Do ponto de vista ambiental, destacam-se os seguintes compromissos:

- Promover a preservação do meio-ambiente, a prevenção da poluição e o consumo consciente;
- Estimular a educação ambiental dos colaboradores, fornecedores e da comunidade; e
- Apoiar entidades de pesquisas, a inovação tecnológica e do setor elétrico associadas ao meio ambiente, à saúde e à segurança do trabalho.

Em atendimento à estes compromissos as Gerências de Meio Ambiente estão empenhadas neste momento em grandes programas que deverão transformar a gestão ambiental nas empresas da Rede Energia, através da implantação do Sistema de Gestão Ambiental, Saúde e Segurança do Trabalho – SGASST compatível com as normas internacionais ISO 14.001 e OHSAS 18.001 que adota novas práticas, melhoria e sistematização dos processos já existentes.

Em 2009 deu-se continuidade ao desenvolvimento do Sistema de Gestão Ambiental, Saúde e Segurança do Trabalho, iniciado em 2006, em conformidade com os requisitos da Norma Brasileira da ABNT, NBR ISO 14001 para os aspectos ambientais, e OHSAS 18001, Especificação para Sistemas de Gestão da Segurança e Saúde no Trabalho, contendo os seguintes componentes: (a) Plano de Gerenciamento Ambiental; (b) Plano de Gerenciamento de Saúde e Segurança; e (c) Plano de Contingência.

O Sistema de Gestão Ambiental, Saúde e Segurança do Trabalho – SGASST em implantação possui um escopo que abrange todas as atividades da Rede Energia e esta gestão sistemática dos aspectos ambientais aproveita os programas e procedimentos ambientais já existentes.

Além disso, diversas metas e indicadores estão sendo mensurados com a implantação do sistema, pois há um maior controle e sistematização de práticas ambientalmente adequadas presentes na Rede Energia.

Foram desenvolvidas as avaliações preliminares a fim de identificar as potenciais áreas contaminadas nos ambientes de solo e de água subterrânea e os potenciais passivos ambientais, sociais, de saúde e segurança associados à emissão atmosférica, ao manuseio e derramamento de óleos e materiais perigosos, aos projetos de engenharia impróprios e às situações de operação e manutenção inadequadas.

Todos os passivos identificados estão sendo tratados através de projetos específicos como o processo de saneamento ambiental. Este projeto tem como objetivo principal a recuperação ambiental de áreas de UTEs à diesel desativadas e em operação, que necessitam de saneamento ambiental. A Celpa e a Cemat contrataram empresas especializadas em ações de saneamento, para corrigir tecnicamente os problemas ambientais ocorridos ao longo dos anos de operação destas instalações.

Todo o processo tem o acompanhamento dos órgãos ambientais dos estados.

Responsabilização Ambiental

Na esfera penal, as violações à legislação ambiental podem configurar crime, atingindo tanto os administradores, que podem até ser presos, como a própria pessoa jurídica. Na esfera administrativa, as multas podem chegar a até R\$50 milhões (cinquenta milhões de reais), aplicáveis em dobro ou no seu triplo em caso de reincidência, além da suspensão temporária ou definitiva de atividades. As sanções penais e administrativas serão aplicadas independentemente da obrigação de reparar a degradação causada ao meio ambiente.

Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isto significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos direta ou indiretamente

envolvidos, independentemente da comprovação de culpa dos agentes. Como consequência, quando contratamos terceiros para proceder a qualquer intervenção em nossas operações, como a supressão de vegetação e a disposição final de resíduos, não estamos isentos de responsabilidade por eventuais danos ambientais causados por estes terceiros contratados.

A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental.

Os indicadores da Rede Energia relacionados à violação de normas ambientais, autuações e/ou multas demonstram que estas ocorrências não são expressivas dentro da sua área total de atuação, que consiste na distribuição por toda extensão dos Estados do Tocantins, Mato Grosso, Pará e Mato Grosso do Sul e alguns municípios de São Paulo e Minas Gerais.

Programa de Licenciamento Ambiental

A legislação ambiental brasileira determina que o regular funcionamento de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que, de qualquer forma, causem degradação do meio ambiente, está condicionado ao prévio licenciamento ambiental junto ao órgão competente. Este procedimento é necessário tanto para a instalação inicial e operação do empreendimento quanto para as ampliações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente.

O licenciamento ambiental de atividades cujos impactos ambientais são considerados significativos está sujeito à apresentação de um Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (“EIA/RIMA”).

Adicionalmente ao licenciamento ambiental, a legislação prevê que os empreendimentos de significativo impacto ambiental deverão destinar um montante do valor do empreendimento ao apoio e/ou manutenção de unidades de conservação. Referido montante será fixado pelo órgão ambiental, o que pode ser realizado por meio de um termo de compromisso de Compensação Ambiental.

O processo de licenciamento ambiental contempla três fases distintas, conforme o estágio em que se encontre o empreendimento, sendo realizado junto aos órgãos ambientais nas esferas federal, estaduais ou municipais, conforme definição legal de competência, de acordo com o alcance geográfico dos impactos ambientais causados ou em relação aos recursos ambientais afetados. Para cada uma destas fases, são emitidas as seguintes licenças, todas com prazo determinado de validade, o qual é estabelecido por tipo de licença e por especificidade da atividade ou empreendimento:

- *Licença Prévia (“LP”)*: atesta a viabilidade ambiental do projeto, aprovando sua concepção e localização e estabelece os requisitos básicos e condicionantes ambientais a serem atendidos nas fases subsequentes de implantação;
- *Licença de Instalação (“LI”)*: autoriza a instalação ou construção do empreendimento e contempla as medidas de controle e demais condicionantes ambientais a serem cumpridas antes da fase de operação;
- *Licença de Operação (“LO”)*: autoriza o início das atividades operacionais do empreendimento, e estabelece as medidas de controle e condicionantes ambientais que deverão ser atendidas durante a fase de operação.

A legislação federal estabelece que a renovação da Licença de Operação deve ser requerida com antecedência mínima de 120 dias contados da data de expiração de seu prazo de validade, o qual fica automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente. Todavia, este prazo pode ser menor em função de legislação estadual ou municipal mais restritiva.

De acordo com a legislação ambiental brasileira, a ausência das licenças ambientais pode sujeitar a Companhia a sanções de natureza administrativa e/ou penal. No âmbito administrativo, as penalidades variam desde simples advertências a até multas, que podem variar de R\$ 500,00 (quinhentos reais) a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais). No âmbito criminal, merece destaque a figura da responsabilidade penal da pessoa jurídica, que é

contemplada de forma independente à responsabilização das pessoas físicas que concorrem para a prática do crime ambiental.

O licenciamento ambiental de diversos empreendimentos da Rede Energia estão sujeitos ao Estudo Ambiental Simplificado - EAS assim como à implementação de medidas mitigadoras dos impactos ambientais causados pelo empreendimento.

No intuito de regularizar o processo de licenciamento de todos os empreendimentos da Rede Energia, as suas Gerências de Meio Ambiente, por meio de consultas e reuniões, formais e informais, com os órgãos estaduais competentes trata sobre a necessidade de regularização das linhas de distribuição nas tensões de 69 e 138 kV (subtransmissão) já existentes. No que se refere às redes de distribuição são realizadas tratativas quando há a necessidade de licenciamento de obras de redes de distribuição rural até 34,5 kV.

As demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação de licenças ambientais, assim como a nossa eventual impossibilidade de atender às exigências e condicionantes estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão retardar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação dos nossos empreendimentos.

Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ou Utilizadoras de Recursos Ambientais

A legislação brasileira determina ainda que as atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos ambientais devem ser registradas junto ao IBAMA, por meio do Cadastro Técnico Federal (“CTF”); bem como pagar a correspondente Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (“TCFA”), que pode variar entre R\$ 50,00 e R\$ 2.250,00, dependendo do potencial poluidor da empresa e do grau de utilização dos recursos naturais.

A falta do Certificado de Registro válido perante o IBAMA constitui infração administrativa punível com multa, que pode variar entre R\$ 50,00 e R\$ 9.000,00. O não pagamento da TCFA, por sua vez, pode sujeitar as empresas a uma multa de mora de 20% do valor devido, acrescido de juros de mora à razão de 1%.

As empresas da REDE tem seus cadastros atualizados trimestralmente conforme legislação.

Programa de Proteção da Biodiversidade

A Rede Energia implementa programas de sua iniciativa em toda a extensão de suas operações no intuito de controlar seus impactos ambientais, utilizar novas tecnologias e materiais ambientalmente mais adequados, apoiar as iniciativas para a proteção da biodiversidade e participar das discussões sobre políticas públicas de meio ambiente.

Desde 1997 a Rede Energia administra sua frota de veículos com sistema de controle de velocidade e consumo de combustíveis (microcomputador de bordo), assim proporcionando maior segurança aos seus motoristas e ganhos ambientais com a redução dos impactos ambientais no consumo de recursos naturais e do volume anual de gases do efeito estufa emitidos na atmosfera.

Há também utilização de cabos multiplexados nas redes de baixa tensão como opção tecnológica nas redes de baixa tensão. Além de reduzir a quantidade de desligamentos, obtêm-se ganhos em relação à menor interferência da arborização nas redes, menor risco de acidentes da população e melhoria do micro clima na região urbana.

Adicionalmente, a partir de 2006, a Companhia utilizou a “cruzeta ecológica”, que é feita de polietileno e bagaço de cana-de-açúcar. Além de ecologicamente correta é também mais durável. Este novo material passa a ser utilizado, em substituição à cruzeta de madeira, por ocasião de reparos e instalação de novos postes.

A Companhia destaca abaixo algumas ações que merecem destaque:

Projeto Tuiuiú

O objetivo desse Projeto é compatibilizar o sistema elétrico com a avifauna pantaneira, considerando as características físicas e os hábitos alimentares dessas espécies. De acordo com esse Projeto, o posteamento instalado nos pontos de alta inundação, como nos campos alagáveis, é diferenciado, em atendimento à uma norma interna para Construção de Redes de Distribuição na Área do Pantanal Matogrossense. Nestes locais,

durante a vazante do Pantanal, se formam pequenas lagoas e ocorre concentração das aves aquáticas como Tuiuiú e Cabeça Seca, em busca de alimento. As estruturas diferenciadas instaladas nestes locais impedem a morte destas aves por eletrocussão permitindo o convívio harmonioso entre o sistema elétrico e a fauna local.

Projeto Nego D'Água – Construção do Barco Escola

O Projeto Nego D'Água tem como objetivo contribuir para o manejo sustentável dos recursos naturais do Lago da UHE Luis Eduardo Magalhães, localizado na região central do Tocantins, visando a vida útil do reservatório e garantir a qualidade de vida dos habitantes da região.

A parceria compreende a sensibilização e orientação para o uso sustentável do lago e seu entorno, com a formação de jovens, estudantes e população em geral para participar ativamente na gestão do lago. O forte desse componente é a utilização do barco escola, que serve como base para as capacitações e ponto de apoio para a implantação de atividades produtivas sustentáveis, realização de controle ambiental e instrumento para a coleta de material para a realização de pesquisas ligadas à ictiofauna, limnologia, dentre outras.

Trata-se de uma iniciativa da The Nature Conservancy (TNC), Associação de Conservação do Meio Ambiente e Produção Integrada de Alimentos da Amazônia (GAIA-TO), da Faculdade Católica do Tocantins (FACTO) em parceria com o Ministério Público Estadual (MPE-TO).

Projeto Abraço ao Rio Cuiabá – Um Grito de Alerta

Abraço simbólico ao Rio Cuiabá, que separa Cuiabá e Várzea Grande, em comemoração ao dia mundial de meio ambiente. O evento é organizado pela Comissão de Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Assembleia Legislativa de Mato Grosso e reúne milhares de pessoas, autoridades políticas, civis e militares e conta com a participação da Cemat desde 2004.

Projeto Arborizando com Responsabilidade

Com a finalidade de contribuir com o planejamento e manejo da arborização urbana e para o desenvolvimento ambientalmente sustentável das cidades do Estado de Mato Grosso do Sul, a ENERSUL elaborou em 2005 um Guia de Arborização Urbana.

Com o objetivo de estabelecer critérios para podas e plantio de mudas foi firmado em 2005, Convênio com a Associação de Municípios de Mato Grosso do Sul – ASSOMASUL para distribuição e plantio de mudas próprias para a arborização urbana

O Convênio permite um controle maior da empresa sobre as podas realizadas do lado rede, diminuindo os impactos gerados.

Ainda com a finalidade de mitigar os impactos sobre a vegetação, a partir de 2007, foram aprimorados procedimentos e práticas para serviços de abertura de faixas de servidão das redes de distribuição de energia elétrica.

Programa de Gestão de Resíduos

Conforme sua composição e características, os resíduos sólidos podem ser classificados em: a) Classe I - perigosos; Classe II - não inertes; e Classe III – inertes. A periculosidade de um resíduo é a característica por ele apresentada segundo a qual, em função de suas propriedades físicas, químicas ou infectocontagiosas, pode apresentar risco à saúde pública e/ou riscos ao meio ambiente, quando manuseado ou destinado de forma inadequada.

O transporte, o tratamento e a destinação final adequados de um resíduo dependem da classe a que ele pertence, e os projetos nesse sentido estão sujeitos à prévia aprovação do órgão ambiental competente. Vale observar que a atividade de tratamento de resíduos é passível de licenciamento, de maneira que as empresas contratadas para realizar essa atividade devem demonstrar sua regularidade quanto ao licenciamento ambiental.

A disposição inadequada, bem como os acidentes decorrentes do transporte desses resíduos, podem ser um fator de contaminação de solo e águas subterrâneas e ensejar a aplicação de sanções nas esferas cível, administrativa e penal.

A Companhia também implementa medidas, instruções e recursos para realizar o controle adequado dos resíduos sólidos gerados nas suas instalações. Em 2007 tais esforços foram intensificados, com destaque para a incorporação destas medidas pelo Sistema de Gestão Ambiental.

A área ambiental da Companhia elabora e divulga instruções para o controle e armazenamento de resíduos perigosos provenientes das atividades da empresa. Em conjunto com o Almoxarifado e o Departamento de Manutenção do Sistema, vêm gerindo estes materiais para o correto acondicionamento e destino final.

Programa de Redução das Emissões de CO²

Com a inclusão dos sistemas isolados de distribuição de energia ao SIN, por meio da implantação de linhas de distribuição nos estados de Mato Grosso e Pará e consequente desativação de usinas térmicas a diesel, a Rede Energia vem reduzindo gradativamente a utilização de combustíveis fósseis, contribuindo efetivamente para a melhoria do desempenho ambiental da empresa, evitando risco de contaminação do solo e lençol freático com diesel e lubrificantes, a geração de ruído e a emissão atmosférica. E provendo infra-estrutura mais confiável e mais adequada ao desenvolvimento das regiões interligadas.

A desativação das usinas térmicas teve início em 2005 e desde então foram desativadas 34 usinas, sendo 28 no estado do Mato Grosso e 6 no estado do Pará. Até o final de 2008 já haviam deixado de ser consumidos 176 milhões de litros de óleo diesel, correspondendo a não emissão de 468 mil toneladas de CO² para a atmosfera. Estima-se que até dezembro de 2009 o valor acumulado de consumo de óleo diesel evitado atinja 306 milhões de litros, correspondendo a 814 mil toneladas de CO² evitadas.

Programa de Educação Ambiental

As atividades de Educação Ambiental desenvolvidas pela Rede Energia são implantados nas próprias subsidiárias operacionais, com colaboradores e terceirizados, objetivando a conscientização e adoção de cuidados e procedimentos de proteção ambiental na rotina profissional, apoio a projetos de preservação e recuperação do meio ambiente local e regional e na comunidade.

Nos últimos anos, devido ao considerável aumento de ações ambientais, o número de colaboradores envolvidos em atividades de educação e conscientização ambiental teve um aumento significativo.

Os principais temas trabalhados foram descarte de resíduos perigosos, sistema de gestão ambiental, cuidados ambientais no traçado de linhas de distribuição na área rural e energia e meio ambiente.

Projeto As aventuras de Lelê e Trix

Tendo em vista o compromisso de promover a preservação do meio ambiente, a prevenção da poluição e do consumo consciente assim como, o estímulo à educação ambiental dos colaboradores, fornecedores e da comunidade, a adesão ao Todos pela Educação e cumprimento às Metas do Milênio, por meio do Programa de Investimento Socioambiental Incentivado, vem sendo desenvolvido desde 2008 o “Projeto As Aventuras de Lelê e Trix”.

O objetivo do projeto é trabalhar a questão ambiental atrelada à energia elétrica (seu uso, segurança e outros) junto aos colaboradores, fornecedores e comunidade, por meio de ações pedagógicas e culturais, tendo como principal ferramenta a publicação, divulgação e distribuição de um livro infanto-juvenil com as personagens Lelê e Trix, principalmente junto às escolas da rede pública de ensino, na área de concessão da Bragantina.

Programa de Faixa de Servidão

A ocupação das faixas de servidão é uma preocupação permanente das empresas da Rede Energia. Desde 2007, a Gerência de Meio Ambiente intensificou as ações de correção do problema promotor de riscos ao sistema elétrico e também à segurança das pessoas residentes nessas áreas.

Para evitar novas invasões e monitorar as ocupações existentes, a Rede Energia deu início à elaboração de um diagnóstico patrimonial e socioeconômico da população moradora nas áreas localizadas embaixo das linhas de transmissão das empresas operacionais, o que embasou a proposição de ações corretivas e preventivas como a contratação de empresa especializada, para formulação de um procedimento adequado, para tratar do assunto.

Programas Sociais

Além de distribuir e produzir energia elétrica de forma segura, confiável e responsável em termos ambientais, a Companhia investe nas comunidades onde a Companhia opera. A Companhia está comprometida com o desenvolvimento de projetos sociais que levam melhorias significativas às vidas dos membros dessas comunidades, tais como centros voltados à criação artística, incentivo cultural e desenvolvimento social.

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, investimos um valor total de aproximadamente R\$1.086,61 milhões, sendo R\$703,0 milhões no Programa Luz para Todos, R\$383,6 milhões destinados a investimentos no curso ordinário de processos, R\$39,6 milhões a pesquisas e desenvolvimento, R\$121,1 milhões a programas de redução de perdas, R\$195,9 milhões a programas de interligação de sistemas isolados que se beneficiam da sub-rogação da CCC e R\$39,5 milhões a programas de universalização. Em 2008, a Companhia dedicou R\$15,0 milhões a projetos socioambientais das comunidades onde a Companhia atua nos seguintes projetos.

Seguem abaixo exemplos dos programas socioambientais da Companhia:

- *Fundação Aquarela.* Criada e mantida desde 2001. Tem como seu principal projeto, a Escola Nuremberg Borja de Brito, por meio da qual disponibiliza educação integral, fonoaudiologia e assistência psicológica, assistência dentária e uma dieta balanceada para 350 crianças, entre 4 e 10 anos, beneficiando indiretamente cerca de 3.400 pessoas em terra Firme, uma das mais pobres e mais populosa área de Belém, no Pará. Em outro projeto, o Projeto Cidadania no Campo, a Fundação Aquarela oferece melhores expectativas para 73 crianças e adolescentes da zona rural da cidade de Bragança Paulista, através da prática de esportes e acompanhamento escolar. A Fundação Aquarela possui um ônibus escolar para o transporte (ida e volta) dos alunos maiores do Projeto Cidadania do Campo até as escolas da Rede Pública de Ensino de Bragança Paulista e fornece também uma ajuda de custo para compra de material escolar. As crianças da pré-escola, são atendidas no próprio Projeto Cidadania do Campo, que fornece também todo uniforme e o material utilizado nas aulas.
- *Rede Atletismo.* O projeto Rede Atletismo é uma iniciativa da Companhia que tem por objetivo formar e revelar talentos esportivos. Em Bragança Paulista, interior de São Paulo, numa área de 220.000 m², está sendo construído o Centro Nacional de Excelência Esportiva (CNEE) – REDE Atletismo. Com tecnologia de última geração, será a única pista do Brasil com duas saídas, além de possuir a especificação classe II exigida pela IAAF (Associação Internacional de Federações de Atletismo). Além disso, o CNEE – REDE Atletismo possuirá Centro de Musculação e Fisioterapia, refeitório, alojamento, instalações administrativas, estacionamento e heliponto.
- *Energia APAE.* A CELPA firmou parceria com o Estado do Pará e com a Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais - APAE do Estado do Pará a fim de aumentar as contribuições a crianças portadoras de deficiência física no Estado, por meio de campanhas incentivando os consumidores da CELPA a fazerem doações mensais à APAE através das suas contas de energia elétrica.
- *Projeto Criança Luz.* Implantado em janeiro de 2003, o Projeto Criança Luz beneficia 2.115 crianças carentes de 13 escolas na periferia de Belém/Castanhal e proporciona a essas crianças programas de lazer e cultura, além da doação de brinquedos, uniformes, material escolar e alimentações diárias.
- *Projeto Transparência.* O Projeto Transparência foi criado em julho de 2002 com o objetivo de fornecer a consumidores de baixa renda instruções e informações gerais sobre os serviços elétricos prestados pela CELPA, através de palestras periódicas promovendo relacionamento com os clientes e esclarecimento das dúvidas dos mesmos quanto ao uso racional e seguro da energia elétrica, bem como seus direitos e deveres.
- *Projeto De Mãos Dadas.* O Projeto De Mãos Dadas foi criado em 2002 e reúne profissionais de vários departamentos e áreas da CEMAT para desenvolver atividades voluntárias que ajudam a promover a igualdade social no Estado do Mato Grosso.
- *Projeto Bilhete de Luz.* O Projeto Bilhete de Luz consiste na troca de latas de alumínio e garrafas plásticas por bônus para serem descontadas da conta de energia. Esta é uma parceria entre o governo do

Estado do Mato Grosso, Aleris Latasa e a cadeia de supermercado Modelo. Este projeto disponibiliza e incentiva a reciclagem dos materiais e resultados e um aumento de receita para as famílias envolvidas.

- *Projeto Apaie Energia CELTINS.* Por meio das faturas de energia, a CELTINS recolhe doações de consumidores e transfere os recursos para o único centro de reabilitação existente no Estado de Tocantins.
- *Projeto Águas Abertas.* Este projeto inclui competições de natação e estimula a atividade econômica atraindo atletas nacionais e internacionais. Durante os eventos a Companhia promoveu campanhas educacionais sobre o uso sustentável do lago de Palmas e Porto Nacional e Lago Araguaína e estimular a participação em outros esportes aquáticos tais como remo, canoagem e vela, desta forma contribuindo para melhoria da qualidade de vida da população vizinha.
- *Projeto Educação nas Escolas.* Este projeto provém palestras para aproximadamente 47.000 alunos das 3ª e 4ª séries da rede pública de ensino, sobre o uso eficiente e seguro da energia. Crianças do ensino fundamental na área de concessão de cada uma das distribuidoras na unidade operacional da Companhia REDE SUL/SUDESTE participam de palestras e recebem cartilhas e jogos sobre o uso consciente de energia.
- *Projeto É Assim Que Se Faz.* Criado em 1999 para orientar os consumidores sobre uso seguro e racional de energia elétrica. A estrutura do projeto, desde o início envolveu atividades lúdicas como, teatro, pintura, desenho e jogos educativos, todas voltadas para as questões ambientais. A estrutura atual do projeto contempla quatro edições anuais, março, julho, novembro e dezembro, a qual atendeu em 2007, um público estimado de 46.400 pessoas.
- *Projeto Compromisso Todos Pela Educação.* Em 2006, a Companhia aderimos o Programa Compromisso Todos Pela Educação, um programa de consciência nacional para a inclusão das crianças em escolas públicas de qualidade.
- *Projeto Horta na Escola.* O Projeto Horta na Escola atende crianças inscritas no Projeto Criança Luz que vivem em comunidades de baixa renda nas cidades de Belém e Mosqueiro, ensinando sobre a importância das técnicas de cultivo de vegetais. As hortas também são uma fonte de renda para os membros dessas comunidades.
- *Projeto Verde na Faixa.* Com a implantação de hortas comunitárias e plantio de árvores frutíferas de pequeno porte nas faixas de servidão de linhas de transmissão urbanas, a CEMAT proporciona uma alternativa de geração de renda a comunidades carentes, melhorando a qualidade da alimentação nas regiões próximas às linhas. Além disso, o projeto evita o risco de invasão das faixas de servidão, em prol da segurança dos habitantes locais.

Seguros

Nossos contratos de seguros são estabelecidos com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco, por importâncias seguradas consideradas suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre nossos ativos e responsabilidades. Nós acreditamos que nossa cobertura de seguro está dentro dos padrões do mercado segurador aplicados ao setor elétrico.

Nossas distribuidoras não possuem cobertura de seguro contra risco de interrupção das operações comerciais, por acreditarem que o risco de interrupção de grandes proporções não justifica os prêmios. Também estão excluídos da cobertura de seguros os riscos de roubo e atos terroristas.

Propriedade Intelectual

Marcas

No Brasil, a propriedade de uma marca adquire-se somente pelo registro validamente expedido pelo INPI (Instituto Nacional de Propriedade Industrial), órgão responsável pelo registro de marcas e patentes, sendo então assegurado ao titular seu uso exclusivo em todo o território nacional por um prazo determinado de 10 anos, passível de sucessivas renovações. Durante o processo de registro, o depositante tem apenas uma expectativa de direito para utilização das marcas depositadas, aplicadas para a identificação de seus produtos ou serviços.

A Companhia é titular de diversos pedidos de registro e registros de marca perante o INPI, dentro os quais destacamos pedidos de registro das marcas “Rede Energia”. A Companhia solicita o registro de suas marcas em cinco classes internacionais: 36, 37, 39, 40 e 42, relacionadas às nossas atividades. São prováveis as chances de registro de nossos logos nas referidas classes e, de toda forma, a Companhia acredita que o insucesso em registrar estes logos não terá um impacto adverso nos respectivos negócios de suas distribuidoras, geradoras e empresas de comercialização.

Além disso, a Denerge também é titular de pedidos de registro e registros de marca junto ao INPI, incluindo o registro da marca “Rede Empresas de Energia Elétrica”, em diversas classes.

Outros

A Companhia não possui nenhuma patente ou licença registrada no INPI, bem como é parte de contratos de transferência de tecnologia relacionados às suas atividades.

Empregados

Em 30 de setembro de 2009, a Rede Energia contava com 6.424 empregados em período integral.

A tabela a seguir apresenta o número de empregados por categoria de atividade nas datas indicadas abaixo:

	Em 31 de dezembro de			Em 30 de setembro de
	2006	2007	2008	2009
Diretoria	193	181	158	159
Financeiro	21	87	110	111
Administrativo	503	668	816	823
Técnico	1453	1.033	1.161	1.171
Operacional	1.986	2.109	2.494	2.516
Comercial	1.345	1.363	1.497	1.510
Outros	71	186	132	134
Total	5.672	5.627	6.368	6.424

A tabela a seguir apresenta o número de empregados classificados por segmento de atuação.

Atividade	Em 31 de dezembro de			Em 30 de Setembro de
	2006	2007	2008	2009
Distribuição	1.986	2.109	2.494	2.516
Geração	71	109	116	123
Comercialização	1.345	1.363	1.497	1.510
Outros	2.170	2.046	2.261	2.275
Total	5.672	5.627	6.368	6.424

Em 30 de setembro de 2009, 31,9% destes empregados estavam localizados no Pará, 23,5% no Mato Grosso, 12,3% no Mato Grosso do Sul, 19,9% em São Paulo, 11,4% no Tocantins e 1,1% no Paraná.

A área de concessão da CELPA abrange uma extensa área de cobertura com regiões de difícil acesso, motivo pelo qual sua produtividade é inferior à das demais concessionárias. A CELPA encontra-se em um processo de reestruturação operacional (similar com a que já utilizamos com a CEMAT), com o objetivo de melhorar esse quadro.

Em 31 de dezembro de 2008, nossa folha de pagamento, somando remuneração, encargos sociais e benefícios dos nossos empregados, totalizou R\$530,1 milhões, R\$381,3 milhões, sendo que esse valor foi de R\$381,3 milhões em 2007 e R\$321,4 milhões em 2006.

Sindicatos

A última greve em nossas empresas ocorreu na CELPA, em outubro de 2006, cuja negociação foi encaminhada rapidamente e teve desfecho satisfatório para nós. Nenhuma de nossas outras empresas experimentou qualquer tipo de greve ou manifestação trabalhista ao longo dos últimos 3 anos. Temos um bom relacionamento com os oito sindicatos aos quais nossos empregados são filiados, relacionados ao segmento de geração e de distribuição de energia, dos quais se destaca o Sindicato dos Urbanitários do Pará - STIUPA, pelo maior número de

empregados filiados e atuação mais efetiva. Temos acordos coletivos de trabalho com cada sindicato, que são renegociados anualmente, predominantemente nos meses de abril e novembro.

As relações com as entidades sindicais, em geral, têm sido amistosas e respeitadas, com exceção apenas do Sindicato dos Urbanitários do Pará - STIUPA, o qual adota uma postura mais agressiva. Contudo, recentemente, temos obtido avanços significativos nessa relação.

A Rede Energia investiu aproximadamente R\$1,6 milhão durante o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, R\$2,8 milhões em 2008, R\$3,0 milhões em 2007 e R\$1,5 milhão em 2006 em educação, treinamento e desenvolvimento profissional para nossos empregados. A totalidade de nossos empregados, nos últimos três anos, participaram de atividades de desenvolvimento profissional e pessoal, incluindo treinamento interno e externo e participações em eventos técnicos.

A segurança no trabalho continua sendo uma das nossas prioridades. Temos investido em vários programas relativos à prevenção de acidentes, administração de controle de risco e inspeção e treinamento, que diminuíram a frequência e gravidade dos acidentes no trabalho. Realizamos sessões anuais de treinamento sobre segurança para nossos empregados que trabalham em atividades de alto risco.

Oferecemos uma série de benefícios para todos os nossos empregados, incluindo seguro saúde e hospitalar, seguro odontológico, reembolso-creche e para despesas de mudança, seguro de vida, seguro saúde complementar, bolsas de estudo, planos de aposentadoria e previdência privada. Esses benefícios são estabelecidos através de acordos coletivos com os sindicatos dos empregados.

Plano de Previdência Privada

Os planos de previdência privada oferecidos pelas nossas empresas são administrados pela REDEPREV, uma fundação sem fins lucrativos patrocinada por várias entidades, sendo administrado de forma independente. Com base na avaliação atuarial dos planos de previdência, conduzida por atuários independentes, de acordo com os critérios definidos na Deliberação CVM 371/2000, não há déficit atuarial nas carteiras administradas pela REDEPREV e a Companhia e suas controladas encontram-se em dia com todas suas obrigações relativas à REDEPREV, com base nos dados de 30 de setembro de 2009.

As contribuições à REDEPREV durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 totalizaram: (i) R\$ 2,6 milhões referentes aos planos de benefício definido, incluindo as contribuições das patrocinadoras e de todos os seus participantes ativos, aposentados e pensionistas; e (ii) R\$ 9,6 milhões referentes aos planos de contribuição definida, incluindo as contribuições das patrocinadoras e dos participantes.

Por fim, em 31 de agosto de 2009, os planos da REDEPREV possuíam ativos líquidos de R\$661,8 milhões.

Planos de Opção de Compra de Ações destinados a Empregados

Não temos planos de opção de compra de ações. Em 2007, a CEMAT, CELPA, CELTINS, EDEVP, Caiuá, EEB, e CFLO criaram um plano de participação nos resultados para seus empregados.

Empregados terceirizados

Periodicamente, a Rede Energia contrata funcionários terceirizados para prover os serviços relacionados a limpeza, segurança, leitura dos medidores, entrega de faturas, serviços de interrupção e religação de serviços de eletricidade, plantão de atendimento e outros serviços administrativos. Nós contratamos 6.242 funcionários terceirizados no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, 6.848 em 2008, 4.472 em 2007 e 4.346 em 2006.

Processos Judiciais e Administrativos

Atualmente, por meio de nossas empresas controladas, somos parte em diversos processos administrativos e judiciais envolvendo tributos e obrigações de natureza trabalhista, bem como de natureza cível. Em 30 de setembro de 2009, o valor consolidado dos processos em que figurávamos como parte representavam um provisionamento total de R\$91,0 milhões.

O cálculo dos valores a serem provisionados é feito com base nos valores efetivamente envolvidos e nos pareceres dos advogados externos e internos responsáveis pela condução dos processos, sendo que somente são provisionados os valores relativos aos processos que entendemos ser de perda provável. Destacamos que nossas distribuidoras de energia elétrica possuem diversos processos de natureza cível e trabalhista, os quais entendemos serem de expectativa de perda remota, cujo valor, por esta razão, não se encontra contemplado no valor total das provisões demonstrado a seguir.

O quadro a seguir apresenta a posição consolidada das nossas provisões, bem como os valores depositados referentes a procedimentos judiciais e administrativos em 30 de setembro de 2009.

	Provisão (em R\$milhões)	Provisão (em R\$milhões)	Depósitos (em R\$milhões)
	30 de setembro de 2008	30 de setembro de 2009	30 de setembro de 2009
Trabalhista	42,0	30,0	59,0
Cível	32,0	15,0	18,0
Fiscal	46,0	46,0	60,0
TOTAL	120,0	91,0	137,0

Processos de Natureza Trabalhista

Em 30 de setembro de 2009, figurávamos como parte em 2.742 processos judiciais que versam sobre matéria trabalhista, os quais representavam um provisionamento total de, aproximadamente, R\$30,0 milhões, havendo depósitos judiciais no valor de, aproximadamente, R\$59,0 milhões. De uma maneira geral, os processos trabalhistas versam sobre horas extras, férias, reflexos de verbas salariais sobre recolhimento ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS), 13º salário, adicional de periculosidade, equiparação salarial e responsabilidade subsidiária envolvendo empresas prestadoras de serviços, entre outros.

Além disso, a Caiuá figura como parte ré de uma reclamação trabalhista proposta pelo Sindicato de Presidente Prudente, que pleiteia a sua condenação ao pagamento do adicional de periculosidade sobre todas as verbas de natureza salarial. A despeito de o Tribunal Superior do Trabalho já ter editado a súmula 191, dizendo que, com relação aos eletricitários, é devido o pagamento sobre as verbas de natureza salarial, entendemos que o adicional de periculosidade é devido apenas sobre o salário-básico do trabalhador, pois assim dispõe a lei que criou o adicional de periculosidade e o decreto que a regulamentou. Consideramos que a probabilidade de perda desta ação é possível e estimamos que seja de R\$0,7 milhão. No momento este processo encontra-se aguardando julgamento perante o Tribunal Superior do Trabalho.

Processos de Natureza Cível

Em 30 de setembro de 2009, a Companhia figurava como parte em 17.728 processos judiciais que versam sobre matéria cível, os quais representavam um provisionamento total de aproximadamente R\$15,0 milhões, havendo depósitos judiciais no valor de, aproximadamente, R\$18,0 milhões. De uma maneira geral, os processos de natureza cível envolvem indenizações decorrentes de acidentes de trabalho ou com terceiros, suspensão do fornecimento de energia elétrica, furto de energia, indenizações por danos a equipamentos, questionamentos relativos à cobrança de contas de energia elétrica, entre outros.

Acrescente-se que a Companhia fica responsável, na proporção de cerca de 21,0% do valor total das condenações, correspondente à participação que à época detinha no capital social da Investco, por ações indenizatórias de natureza cível de perda provável, em que a Investco figurava como parte ré à época da permuta de ativos realizada com a Energias do Brasil, ocorrida em 18 de junho de 2008, as quais se referem, em sua maioria, a indenizações pleiteadas por pessoas que se consideram impactadas pelo enchimento do reservatório da UHE Lajeado ou que pretendem majorar indenizações recebidas por conta deste enchimento. Considerando o valor total então provisionado para estas ações de perda provável na Investco, de cerca de R\$2,7 milhões, a responsabilidade da Companhia em caso de perda destas ações será de aproximadamente R\$0,6 milhão.

A Companhia é também demandada em 119 ações civis públicas, em grande parte das quais são questionados a legalidade dos cortes de fornecimento e os valores cobrados a título de tarifa de iluminação pública. Os valores envolvidos em tais demandas judiciais são inestimáveis, porque dependem de liquidação de sentença, procedimento que atribuirá um valor à condenação. Das 119 ações civis públicas em que a Companhia figurou como ré, em 15 delas a chance de perda é possível e, portanto, não há qualquer valor provisionado. Eventual sentença desfavorável poderá ter efeitos sobre as estratégias negociais da Companhia.

A ENERSUL é ré em diversas ações civis públicas, havendo, dentre elas, ações que discutem (i) o recálculo dos índices de revisão tarifária de 2003 e a devolução em dobro aos consumidores de valores de tarifas cobradas a maior, (ii) a proibição, em caso de irregularidade na instalação e na medição de energia, de cobrar o débito retroativo, de interromper o fornecimento sem a prévia realização de prova da irregularidade, bem como a devolução dos valores dos débitos cobrados, e (iii) a devolução, aos consumidores proprietários de redes urbanas e rurais, dos valores despendidos por estes com a construção destas redes, por se entender serem ilegais as doações dessas redes feitas à ENERSUL, acrescido dos danos materiais e morais resultantes. Não foi realizada provisão para referidas ações civis públicas, por se entender remotas as chances de perda, além de serem de eventual condenação em referidas ações ser 100% de responsabilidade da Energias do Brasil, conforme acordado por ocasião da permuta de ativos realizada em 18 de junho de 2008.

As distribuidoras da Companhia figuram como rés em 40 ações judiciais cíveis referentes às Portarias 38 e 45/86, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, em que consumidores pleiteiam a devolução de valores cobrados em razão do aumento das tarifas de energia elétrica no período de congelamento de preços do Plano Cruzado. A Companhia considera que a probabilidade de perda de tais ações é provável apenas com relação à parte relativa ao período em que vigorou o reajuste das tarifas, que compreendeu os meses de março a novembro de 1986. Portanto, a Companhia estima que tal perda seja de R\$0,7 milhão, valor para o qual já constituímos provisão contábil. Atualmente, a maioria desses processos encontra-se em fase de recurso aguardando julgamento em Tribunais de Justiça Estaduais.

Processos de Natureza Tributária

Em 30 de setembro de 2009, a Companhia aderiu ao Programa de Parcelamento instituído pela Lei nº 11.941/2009 (“Parcelamento”), o qual permitiu o pagamento parcelado e em condições mais favoráveis de tributos e contribuições federais.

Segundo as regras do Parcelamento, as obrigações fiscais apuradas até 30 de novembro de 2008, inclusive saldo remanescente de parcelamento anteriores, poderiam ser parceladas em até 180 prestações mensais e sucessivas, sendo as respectivas parcelas atualizadas pela Taxa SELIC. Ademais, foi possibilitada a utilização de prejuízos fiscais e bases negativas.

As obrigações fiscais que a Companhia incluiu no Parcelamento referem-se a tributos e contribuições (COFINS, PIS, CSL, IRPJ, IPI e contribuições ao INSS), em relação aos quais possuíam discussões judiciais e administrativas cujas chances de êxito eram estimadas como possível ou remota, bem como saldo remanescente de parcelamento anteriores – PAEX.

Em 30 de setembro de 2009, as obrigações fiscais da Companhia referentes ao PAEX totalizavam, aproximadamente, R\$760,0 milhões. Com a adesão ao Parcelamento, houve redução dessas obrigações, remontando o valor de R\$533,0 milhões.

Segue, abaixo, quadro demonstrativo das obrigações fiscais da Companhia incluídas no Parcelamento, segregadas por empresas da Rede Energia em 30 de setembro de 2009:

Parcelamento de Tributos

	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Rede Holding	4.635.391,14	281.109,81	4.916.500,95
Caiuá Distribuição	2.770.161,36	7.697.573,21	10.467.734,57
Vale Holding	1.195.641,96	3.699.650,01	4.895.291,97
Vale Distribuição	3.278.239,80	10.143.788,45	13.422.028,25
EEB	7.424.161,76	45.018.573,73	52.442.735,49
CNEE	5.999.822,42	2.074.917,28	8.074.739,70
CFLO	2.257.068,36	11.170.726,29	13.427.794,65
CELTINS	6.216.458,80	28.649.249,36	34.865.708,16
CEMAT	29.976.251,65	84.658.052,08	114.634.303,73
CELPA	56.710.198,70	213.394.794,83	270.104.993,53
Tangará	905.560,41	4.920.694,69	5.826.255,10
Subtotal	121.368.956,40	411.709.129,74	533.078.086,10
Total	121.368.956,40	411.709.129,74	533.078.086,10

Em 30 de setembro de 2009, a Companhia era parte de aproximadamente 650 processos envolvendo assuntos fiscais, sendo 320 judiciais e 330 administrativos. A Companhia possui depósitos judiciais vinculados aos referidos processos no montante aproximado de R\$60,0 milhões e provisões contábeis no valor de R\$46,0 milhões.

ICMS

Em 26 de dezembro de 2005, a CEMAT sofreu autuação fiscal por parte das autoridades fiscais do Estado do Mato Grosso, no valor aproximado de R\$247,8 milhões, relativa ao aproveitamento de créditos de ICMS. Os referidos créditos de ICMS referem-se: (i) à aquisição interestadual de ativo imobilizado (ii) ao consumo próprio de energia elétrica e (iii) ao consumo de óleo diesel para geração de energia elétrica. A CEMAT (i) efetuou o pagamento de parte da autuação fiscal, relativa ao consumo próprio de energia elétrica, (ii) apresentou créditos tributários para pagamento da parte da autuação relativa à aquisição interestadual de ativo imobilizado e obteve cancelamento, em julgamento de seu recurso administrativo, da parte da autuação fiscal relativa ao consumo de óleo diesel para geração de energia elétrica. Aguarda-se, em relação a esta autuação fiscal, apenas a compensação dos créditos tributários. Não foi efetuado o provisionamento com relação a esse processo, uma vez que as chances de perda são remotas.

Em 27 de junho de 2007, o Estado do Pará ajuizou Execução Fiscal contra a CELPA, no valor aproximado de R\$ 19,9 milhões, visando à cobrança do ICMS supostamente incidente sobre as perdas comerciais verificadas no fornecimento de energia elétrica entre a geradora e a distribuidora. A CELPA apresentou exceção de pré-executividade, informando que o débito discutido na Execução Fiscal encontra-se com exigibilidade suspensa em face da existência de decisão judicial favorável à CELPA, em mandado de segurança que aguarda julgamento de recurso interposto pela Fazenda Estadual. Segundo os advogados da CELPA, as chances de perda deste processo são remotas.

Contribuições da Seguridade Social (INSS)

A Companhia figura no pólo passivo de 18 ações propostas pelo Instituto Nacional do Seguro Social para a cobrança de contribuições de seguridade social em um montante total de R\$161,6 milhões. Nenhum julgamento final foi proferido até o momento. A Companhia considera remota as chances de perda desses processos.

Dentre tais ações, destacam-se duas Notificações Fiscais de Lançamento de Débito, lavradas contra a CELPA, no valor aproximado de R\$137,2 milhões, sob a alegação de que não teria sido feito o recolhimento de contribuições previdenciárias supostamente devidas em razão da celebração de acordo com o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará. A CELPA apresentou impugnações administrativas às referidas Notificações, que aguardam julgamento.

De acordo com os advogados externos da CELPA, são remotas as chances de perdas relativas a essas Notificações.

Processos de Natureza Ambiental

Os indicadores da Companhia relacionados à violação de normas ambientais, autuações e/ou multas demonstram que essas ocorrências não são representativas dentro da sua área total de atuação.

Na data deste Prospecto, uma antiga afiliada da Companhia, denominada Investco, cujas participações detidas pela Companhia foram integralmente transferidas à Energias do Brasil, conforme permuta de ativos realizada em 18.6.2008 e comentada neste Prospecto, figurava como parte em processos judiciais e administrativos que versam sobre matéria ambiental. Deste universo de demandas ambientais, inclui-se uma ação civil pública, cujo provisionamento não foi efetuado, já que foi considerada remota a hipótese de perda.

Referida ação civil pública foi ajuizada pelo Ministério Público Federal em 20 de outubro de 2003 e exige a limpeza reservatório da UHE Luis Eduardo Magalhães, o reflorestamento da área de seu entorno e a aquisição de uma área de preservação permanente localizada a 100 metros ao redor do reservatório. A Investco pagaria uma multa diária caso não respeitasse qualquer uma destas obrigações. Foi negado o pedido liminar na ação para que a Investco cumprisse referidas obrigações. O resultado da ação dependerá de perícia técnica, que foi determinada pelo juiz e aguardada realização. Os serviços de limpeza do reservatório e de reflorestamento da área de seu entorno são realizados sob supervisão dos órgãos licenciadores. A obrigação de adquirir área de preservação permanente está suspensa por ordem judicial deferida em ação ajuizada pela Investco. A Companhia acredita que a probabilidade de perda nestas ações são remotas em virtude do fato de que a atuação da Investco está de acordo com todos os requerimentos dos PBAs.

Nos termos do contrato de permuta de ativos celebrado com a Energias do Brasil, em 18 de junho de 2008, a Companhia permanece responsável por cerca de 21% de eventual condenação em referida ação civil pública percentual correspondente à participação que a Companhia detinha no capital social da Investco.

Processos de Natureza Regulatória

Na data deste Prospecto, a Companhia figurou como parte em 39 processos judiciais e administrativos punitivos que versavam sobre matéria regulatória. Estes processos representam uma contingência no total de, aproximadamente, R\$69,7 milhões, para os quais não existe provisão constituída, uma vez que a Companhia acredita que são remotas as chances de perda. Esses processos geralmente decorrem de alegados descumprimentos de regulamentação em vigor, incluindo a transgressão dos indicadores de qualidade DEC ou FEC e a celebração de acordos entre partes relacionadas sem o prévio consentimento da ANEEL, entre outros.

ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA

A administração da Companhia, conforme estatuto social vigente, é exercida por um Conselho de Administração, composto por no mínimo sete e no máximo nove membros, todos acionistas, e por uma Diretoria, composta por até seis membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor Vice-Presidente Executivo, um Diretor Administrativo e Financeiro, um Diretor de Distribuição, um Diretor de Produção e Transmissão, e um Diretor Gerente. O Conselho Fiscal, de caráter permanente, é composto de no mínimo três, e no máximo cinco membros, acionistas ou não, e seus respectivos suplentes. A função de Relação com Investidores definida no Estatuto não está vinculada a nenhum cargo específico. O Conselho de Administração no ato da eleição da Diretoria indica quem acumulará a função de Relação com Investidores.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é responsável por fixar a orientação geral dos negócios da Emissora, eleger e destituir os membros da Diretoria e fiscalizar sua gestão, e nomear e destituir os auditores externos. Como órgão de deliberação colegiado, o Conselho de Administração da Emissora é responsável pelo estabelecimento das políticas e diretrizes dos seus negócios. O Conselho de Administração deve reunir-se sempre que convocado por qualquer de seus membros, com antecedência mínima de três dias, e delibera por maioria de seus membros. O Conselho de Administração reuniu-se oito vezes em 2007, seis vezes em 2008 e nove vezes durante os nove primeiros meses de 2009.

A Rede Energia é companhia aberta, conforme disposição da Lei das Sociedades por Ações, os acionistas não controladores têm direitos de votação em separado para a eleição dos membros do Conselho de Administração. Assim, acionistas que juntos detenham ações preferenciais correspondentes a pelo menos 10% do capital total da companhia, por pelo menos três meses, têm o direito de nomear um membro do Conselho de Administração. E os acionistas que juntos detenham pelo menos 15% do capital votante de uma companhia, por pelo menos três meses, têm o direito de nomear um membro do Conselho de Administração. Caso os detentores das ações preferenciais da Companhia e acionistas minoritários que detenham ações com direito a voto não detenham um número mínimo de ações para nomear um membro do Conselho de Administração, a maioria desses acionistas poderá nomear um membro do Conselho de Administração, caso eles detenham juntos, pelo menos 10% do capital total da companhia. Além disso, acionistas que representem no mínimo 10% do capital votante da companhia têm direito a solicitar a votação pelo sistema de voto múltiplo, que garante a cada ação número de votos igual ao dos cargos a preencher, e o direito de cumular os votos em um mesmo candidato ou distribuí-los entre vários. A CVM fixa escala reduzindo, em função do capital social, o percentual mínimo de participação acionária necessário ao requerimento do processo de voto múltiplo, que no caso da Companhia é de 5%. Caso se utilize em uma eleição de membros do Conselho de Administração, cumulativamente, ambos os sistemas de votos acima descritos, os Acionistas Controladores da Companhia terão o direito de nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração.

Seguem abaixo, os nomes, data de nomeação e breve descrição biográfica de cada membro do Conselho de Administração:

Nome	Cargo	Desde	Idade
Jorge Queiroz de Moraes Júnior	Presidente	29.04.1995	64
Alberto José Rodrigues Alves	Conselheiro	29.04.1995	66
Antonio da Cunha Braga	Conselheiro	25.07.2006	62
Sebastião Bimbati	Conselheiro	25.07.2006	75
Plácido Gonçalves Meirelles	Conselheiro	29.04.2000	74
Omar Bittar	Conselheiro	22.12.2005	78
João Carlos Hopp*	Conselheiro	22.12.2005	80
Martus Antonio Rodrigues Tavares*	Conselheiro	25.07.2006	54
Joaquim Dias de Castro	Conselheiro	07.04.2008	31

* Conselheiros Independentes.

O mandato dos atuais membros do Conselho expirará na Assembleia Geral Ordinária que aprovar as contas do exercício de 2009, exceto em caso de renúncia ou destituição.

Segue abaixo breve biografia dos conselheiros da Companhia:

Jorge Queiroz de Moraes Junior é o presidente do Conselho de Administração da Companhia desde abril de 1995 e também é o presidente do conselho de administração de várias empresas da Rede Energia. É Diretor Presidente e Presidente do Conselho de Curadores da Fundação Aquarela e Presidente do Conselho de Curadores

da REDEPREV Fundação Rede de Previdência, diretor de diversas empresas, como a Companhia Força e Luz do Oeste e Companhia Nacional de Energia Elétrica e Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL e diretor presidente de várias empresas incluindo as empresas JQMJ Participações S/A, BBPM – Participações S.A. e Denerge Desenvolvimento Energético S/A. Foi também professor adjunto na Faculdade de Administração da Fundação Getúlio Vargas até 1999. É formado em engenharia naval pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e possui mestrado em administração de empresas e PhD em finanças e contabilidade pela Michigan State University.

Alberto José Rodrigues Alves é membro do Conselho de Administração desde abril de 1995. Atualmente é vice-presidente do conselho de administração da Tangará Energia S.A., membro do conselho de administração de várias empresas da Rede Energia e diretor vice-presidente da Denerge Desenvolvimento Energético S/A. É formado em engenharia elétrica com especialização em eletrônica pela Escola de Engenharia de Mauá. É também pós graduado em administração de empresas e possui mestrado em finanças e contabilidade pela Fundação Getúlio Vargas.

Antonio da Cunha Braga é formado em Administração de Empresas pela Universidade de Marília – UNIMAR, eletrotécnico formado pelo Instituto Americano de Lins e pós-graduado em Administração Geral pela USP. Trabalha na Rede Energia há 35 anos.

Sebastião Bimbati é membro do Conselho de Administração desde 1995. Atualmente é membro do conselho de administração de várias empresas da Rede Energia. É formado em economia pela Faculdade Armando Álvares Penteado – SP.

Plácido Gonçalves Meirelles é membro do Conselho de Administração desde abril de 2000. Atualmente é membro do conselho de administração da EEVP e diretor da CNEE e EEB. É Sócio Gerente da Trois Elles Modas e Confeções. Atuou como membro do Conselho de Curadores da REDEPREV e como diretor da Termocerâmica São Martinho.

Omar Bittar é membro do Conselho de Administração desde dezembro de 2005. Atualmente é Sócio Diretor da Omar Bittar Assessoria e Consultoria Jurídica S/C e Diretor de Comunicação da Rede Energia. Foi diretor superintendente da Gazeta Mercantil e Jornal Investimento, vice-presidente da CODETEC – Companhia de Desenvolvimento Tecnológico de Campinas e da ABDIB – Associação Brasileira de Indústrias de Base, diretor para assuntos internacionais da CPD – Companhia Paulista de Desenvolvimento e consultor e representante da AEP – American Electric Power. Foi Assessor Especial para Assuntos de Privatização e Projetos Especiais do Estado de São Paulo. É formado em Direito pela Faculdade de Direito de Niterói, Rio de Janeiro e em administração de empresas pela Fundação Getúlio Vargas.

João Carlos Hopp é membro do Conselho de Administração, na qualidade de Conselheiro Independente, desde dezembro de 2005. Atualmente é também membro do conselho de administração da CEMAT. Foi membro do conselho de administração da Fábrica de Artefatos de Borracha Cestari Ltda., Saraiva S/A – Livreiros Editores e Bombril Círio S/A. Foi também professor na Faculdade de Administração da Fundação Getúlio Vargas. É formado em economia pela Faculdade de Economia de São Paulo da Fundação Álvares Penteado.

Martus Antonio Rodrigues Tavares é economista, com pós-graduação pela Universidade de São Paulo (1983). Foi professor e pesquisador da Universidade Estadual de Londrina (Paraná), no período de 1980-1986. Ocupou os cargos de Economista-Chefe, Secretário-Executivo e Ministro de Estado, do Ministério do Planejamento (1994-2002). Foi Diretor executivo pelo Brasil e Suriname no Banco-Interamericano de Desenvolvimento (BID) no período de 2002/2004, e em 2005, de Secretário de Economia e Planejamento do Estado de São Paulo. Atualmente é Vice-Presidente Executivo da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo.

Joaquim Dias de Castro é membro do Conselho de Administração, na qualidade de Conselheiro Independente, desde abril de 2008. É formado em economia pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul e Mestrando pela EPGE/FGV-RJ.

Os membros do conselho de administração da Companhia têm endereço comercial na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 2.439, 5º andar, bairro Cerqueira César, CEP 01311-936.

Diretoria

Os Diretores da Companhia são responsáveis pela prática dos negócios em geral e de todos os atos necessários ou adequados para a execução das deliberações do Conselho de Administração da Companhia. Os diretores têm responsabilidades pessoais nas hipóteses legais e são nomeados pelo Conselho de Administração para um mandato de 2 anos, mas, qualquer que seja a data de eleição, os respectivos mandatos terminarão na data da Assembleia Geral que examinar as contas relativas ao último exercício de suas gestões. O mandato atual dos Diretores termina na data da Assembleia Geral que aprovar as contas relativas ao exercício de 2010.

Seguem abaixo os nomes, datas de nomeação e breve descrição da biografia de cada um dos diretores da Companhia:

Nome	Cargo	Desde	Idade
Carmem Campos Pereira	Diretora Presidente e de Relação com Investidores	Maio de 1998	41
Valdir Jonas Wolf	Diretor Vice-Presidente Executivo	Maio de 2005	49
Sidney Simonaggio	Diretor de Distribuição	Maio de 2009	52
José Eduardo Costanzo	Diretor de Produção e Transmissão	Março de 2004	63
Alexei Macorin Vivan	Diretor Gerente	Maio de 2009	35
Ricardo Del Guerra Perpétuo	Diretor Administrativo e Financeiro	Outubro de 2009	46

Segue abaixo uma breve biografia dos diretores da Companhia:

Carmem Campos Pereira é membro da diretoria desde maio de 1998. Atualmente é diretora presidente e de relação com investidores da Rede Energia S.A., e diretora presidente e de relação com investidores das empresas CELPA, CEMAT e ENERSUL. É também diretora vice-presidente da empresa Denerge. Além disso, é diretora presidente de várias empresas da Rede Energia, incluindo a Companhia de Força e Luz do Oeste, Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, EEVP, CNEE, Bragantina, Rede Eletricidade e Serviços S.A., Tangará Energia, QMRA, Rede Lajeado e Rede Power e diretora financeira da Fundação Aquarela. É formada em Direito pelas Faculdades Metropolitanas Unidas e em administração de empresas pela Universidade São Judas Tadeu e tem MBA em finanças pela Universidade de São Paulo.

Valdir Jonas Wolf é membro da diretoria desde maio de 2005. É membro da diretoria da CEMAT desde 1997. Ele atua no setor elétrico desde 1979 e trabalhou na CFLO por oito anos. Atualmente ocupa o cargo de Vice-Presidente de Assuntos Regulatórios da Rede Energia, onde é responsável pela coordenação e acompanhamento de todos os atos ligados ao Poder Concedente, bem como coordena e executa todo o processo tarifário da Rede Energia. É formado em ciências contábeis pela Faculdade de Filosofia, Ciências e Línguas de Guarapuava, Paraná.

Sidney Simonaggio é membro da diretoria desde maio de 2009. Também é diretor Vice-Presidente da CELPA e da ENERSUL desde setembro de 2008. Foi presidente da Rio Grande Energia, diretor de geração e transmissão da ELETROPAULO Eletricidade de São Paulo e vice-presidente de transmissão da CPFL, entre outras. Também foi Professor Titular de Medidas Elétricas da Universidade Santa Cecília dos Bandeirantes e Professor Adjunto de Circuitos Elétricos da Faculdade São Judas Tadeu. Formado em Engenharia Elétrica -modalidade Eletrotécnica pela Faculdade de Engenharia Industrial de São Bernardo do Campo/SP, Mestrado sem dissertação na área de Sistema de Potência pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (São Paulo/SP) e Direito pela Pontifícia Universidade Católica de Porto Alegre/RS.

José Eduardo Costanzo é membro da diretoria desde março de 2004. Foi responsável pela coordenação da implantação das usinas de Rosal, Guaporé e Lajeado e apoio de engenharia à implantação da UHE Peixe Angical (452 MW). Atualmente responde também pela Diretoria de Transmissão e Geração da Rede Energia. Foi diretor de engenharia e construção da CESP – Companhia Energética do Estado de São Paulo e Diretor de Construção da Badra S.A. É formado em engenharia civil pela Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo.

Alexei Macorin Vivan é membro da diretoria desde maio de 2009 e de diversas empresas da Rede Energia. Formado em Direito pela Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo e Doutor em Direito pela Universidade de São Paulo. Foi Diretor Jurídico da CMS Energy Brasil; Advogado interno de Duke Energy Parapanema S.A. (cedido pelo Pinheiro Neto - Advogados); Estagiário e Advogado de Pinheiro Neto – Advogados.

Ricardo Del Guerra Perpétuo foi eleito diretor Administrativo e Financeiro em outubro de 2009. Atuou na área Financeira de Techint Engenharia S.A., Banco de Boston, Civilcorp Engenharia, Construção e Incorporação Ltda. Foi Diretor Financeiro da Método Engenharia S.A. Em 1999 passou a ser Diretor Financeiro e de Relação

com Investidores da Sanepar – Cia de Saneamento do Paraná. Em 2003/2004 assumiu a Diretoria Financeira e de Relação com Investidores da Amazônia Celular S.A., Telmig Celular S.A., Tele Norte Celular S.A. e Telemig Celular Participações S.A. Em 2007 trabalhou na Diretoria Financeira da TRB Trump Realty e na Inpar S.A. Em 2008, assumiu a Diretoria Financeira e de Relação com Investidores da Construtora Tenda e até setembro de 2009 ocupava o cargo de Diretor Financeiro do Grupo Schahin- Schahin Engenharia S.A. Participou ativamente de apresentações em APIMECS e em vários eventos nacionais e internacionais voltados a investidores. Formado em engenharia civil pela Universidade Presbiteriana Mackenzie e em administração de empresas pela Fundação Getúlio Vargas.

Os diretores da Companhia têm endereço comercial na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 2.439, 5º andar, bairro Cerqueira César, CEP 01311-936.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal, de caráter permanente, deve ser composto de, no mínimo, 3 e, no máximo, 5 membros e seus respectivos suplentes. Conforme a Lei das Sociedades por Ações, para fins de eleição dos membros do Conselho Fiscal, acionistas detentores de ações preferenciais, bem como acionistas minoritários detentores de 10% das ações ordinárias têm o direito de eleger, cada grupo separadamente, um membro do Conselho Fiscal e seu suplente. De acordo com interpretação da CVM, no caso de eleição de representantes no Conselho Fiscal por acionistas minoritários detentores de ordinárias, não é necessário estarem presentes à assembleia geral acionistas minoritários detentores de 10% das ações ordinárias para elegerem em separado um membro do Conselho Fiscal, bastando que (i) estejam presentes acionistas minoritários detentores de ordinárias em percentual necessário para solicitar a instalação do Conselho Fiscal, conforme acima e (ii) existam 10% das ações da Companhia com direito a voto em poder dos minoritários para que estes, reunidos em qualquer número e em votação apartada, possam eleger um membro do Conselho Fiscal. Os membros do Conselho Fiscal são nomeados para um mandato de 1 ano. A responsabilidade principal destes membros é fiscalizar as atividades da administração da companhia e analisar as demonstrações financeiras, reportando as informações obtidas aos acionistas. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, o Conselho Fiscal não pode ter membros que (i) sejam do Conselho de Administração da Companhia; (ii) sejam diretores; (iii) sejam empregados; (iv) sejam cônjuge ou parente, até terceiro grau, de administrador da companhia. Além disso, a mesma lei exige que os membros do Conselho Fiscal recebam uma remuneração de, pelo menos, 10% da média do montante pago para cada diretor.

Conforme a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 30 de abril de 2009, o Conselho Fiscal da Companhia é composto pelos seguintes membros, que têm seu mandato até a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2010:

Nome	Cargo	Idade
Fernando Quartim Barbosa de Figueiredo	Efetivo	66
Carlos Souza Barros de Carvalhosa	Efetivo	79
Osmar José Vicchiatti	Efetivo	67
Annibal Ribeiro do Valle Filho	Efetivo	58
Rafael Strauch	Efetivo	33
Antonio Carlos de Paula	Suplente	55
Marcos de Jesus Costa	Suplente	51
Otmar Mário Brull	Suplente	74
Kleber Cimini Laje	Suplente	66
Marcelo Marcolino	Suplente	39

Segue abaixo uma breve biografia dos membros do Conselho Fiscal da Companhia:

Fernando Quartim Barbosa de Figueiredo é membro efetivo do conselho fiscal desde maio de 2009 e conselheiro Curador da Fundação Aquarela. Foi membro do Conselho de Administração da Companhia e de outras empresas da REDE ENERGIA e consultor do Grupo Rede. Formado em engenharia pela Escola de Engenharia de Mauá e Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas.

Carlos Souza Barros de Carvalhosa é membro do Conselho Fiscal desde abril de 2006. É também membro do conselho fiscal da CELPA, CEMAT e CELTINS. Foi gerente da CNBO – Produtora de Energia Elétrica Ltda. de 1997 a 1998. É engenheiro civil formado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Osmar José Vicchiatti é membro do Conselho Fiscal desde abril de 2006. É membro do conselho deliberativo da REDEPREV. Foi diretor da EEB e diretor e membro do conselho de administração de outras empresas do Grupo Rede de 1980 a 2003. É graduado em Administração de Empresas e Ciências Econômicas pela Universidade de São Paulo.

Annibal Ribeiro do Valle Filho é membro do Conselho Fiscal desde abril de 2000. Foi gerente técnico da construtora Beter S.A. e gerente de planejamento, orçamento e controle da Badra S.A. de 1982 a 1995. É Sócio Gerente da Planorc Serviços de Engenharia S/C Ltda. Foi professor da Escola de Engenharia de Alfenas, Minas Gerais. É formado em engenharia civil pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG com curso de especialização em administração pela Fundação Getúlio Vargas.

Rafael Strauch é membro do Conselho Fiscal desde abril de 2008. É formado em economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e em administração pela Faculdade IBMEC e Mestrando pela EPGE/FGV-RJ.

Antonio Carlos de Paula é membro do Conselho Fiscal desde abril de 2000. É gerente de projetos da Ericsson Telecomunicações. É engenheiro elétrico formado pela Universidade de Mogi das Cruzes, com extensão em contabilidade e finanças para executivo e gerenciamento de empreendimentos pela Fundação Getúlio Vargas.

Marcos de Jesus Costa é membro do Conselho Fiscal desde abril de 2008. É formado em publicidade e propaganda pela Faculdade de Comunicação Social Casper Líbero e MBA em gestão e estratégica e econômica pela Fundação Getúlio Vargas.

Otmar Mário Brull é membro do Conselho Fiscal desde abril de 2008. É formado em engenharia civil e elétrica pela Escola de Engenharia da Universidade Mackenzie.

Kleber Cimini Lage engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal de Goiás. Foi professor do Departamento de Eletrotécnica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Goiás. Atuou na área de engenharia das Centrais Elétricas do Goiás – Celg de 1968 a 1975 e posteriormente passou a exercer o cargo de Diretor de Operações. Foi Diretor do Departamento Estadual de Águas e Energia Elétrica de Goiás e assessor da Diretoria da Eletronorte em 1983. Atuou como diretor de Planejamento da Celtins e como Diretor Estatutário da Investco S.A de 1998 a 2003. Exerceu ainda o cargo de Assessor da Rede Energia de 2003 a 2006.

Marcelo Marcolino é membro do Conselho Fiscal desde abril de 2008. É formado em ciências contábeis pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro e MBA em finanças e direito pela Fundação Getúlio Vargas e MBA Executivo em finanças corporativas pelo IBMEC - RJ.

Os conselheiros fiscais da Companhia têm endereço comercial na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 2.439, 5º andar, bairro Cerqueira César, CEP 01311-936.

Remuneração

De acordo com o estatuto social da Companhia, a assembleia geral de acionistas define anualmente uma remuneração global aos membros do conselho de administração e da diretoria da Companhia, em decorrência do exercício de suas funções. Caberá ao conselho de administração da Companhia a determinação dos valores individuais a serem pagos aos seus membros e aos membros da diretoria da Companhia.

A diretoria fará jus a uma participação anual nos lucros, correspondente a um décimo dos lucros do exercício, desde que o total dessa participação não ultrapasse a remuneração anual global da diretoria.

Para o ano de 2008, o total de remuneração direta e indireta, incluindo benefícios de qualquer tipo pagos aos administradores da Companhia foi de, aproximadamente, R\$2,2 milhões. Para o ano de 2009, a Companhia prevê uma remuneração global de R\$2,2 milhões.

Diretora Presidente e Relação com Investidores

Carmem Campos Pereira
Avenida Paulista, 2.439, 12º andar
01311-936 Cerqueira César
São Paulo, SP
Tel: (11) 3066-2023
Fax: (11) 3060-9568
E-mail: carmem.pereira@redenergia.com
Internet: www.redenergia.com

Contratos com Administradores

A Companhia não possui contratos celebrados com seus administradores.

Relação Familiar entre Administradores da Companhia, ou entre estes e os Acionistas Controladores

O Sr. Jorge Queiroz de Moraes Junior, presidente do Conselho de Administração da Emissora, detém indiretamente participação societária na Emissora da seguinte forma: detém 19,64% do capital social da Denerge (sendo 43,97% das ações ON e 0,56% das ações PN) a qual, por sua vez, detém diretamente na Emissora participação de 15,62% (sendo 19,72% das ações ON e 6,62% das ações PN). A Denerge também é detentora de 84,33% do capital social da EEVP (sendo 81,81% das ações ON e 89,03% das ações PN), a qual, por sua vez, detém diretamente na Emissora 56,43% do capital social (sendo 79,03 das ações ON e 6,90 das ações PN).

Com exceção ao relacionamento acima, não há qualquer outra relação familiar entre administradores da Companhia ou entre estes e os Acionistas Controladores da Companhia.

OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Esta Seção resume as operações materiais que a Companhia está envolvida, juntamente com seus principais acionistas, suas controladas e coligadas (conforme definição do art. 243 da Lei das Sociedades por Ações) e seus afiliados desde 1º de janeiro de 2004. Acreditamos que todos os contratos firmados com nossas partes relacionadas observam condições equânimes de mercado (*arms' length*).

As operações significativas que a Companhia realiza com seus principais acionistas estão relacionadas a sua reorganização societária, operações financeiras com o BNDES, operações comerciais com algumas de suas subsidiárias antes de adquirir estas subsidiárias e o Acordo de Acionistas da Rede Energia.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os diretores, conselheiros, diretores executivos, e seus suplentes, conforme o caso, são proibidos de votar em qualquer assunto no qual eles possuam conflito de interesse e estas operações somente poderão ser aprovadas em termos e condições razoáveis e justos, que não são mais favoráveis que os termos e condições que prevalecem no mercado ou oferecidos por terceiros.

Operações Relacionadas à Reorganização Societária da Companhia

Como parte do processo de reestruturação societária, conforme abaixo detalhada, em março de 2006, assumimos três empréstimos da Denerge e da EEVP, celebrados com o BNDES e Enermat Investimentos e Participações S.A., totalizando R\$504,5 milhões.

O empréstimo consistiu em 4 tranches de uma quantia principal total de R\$549,0 milhões. A Tranche A e a Tranche D do empréstimo já foram pagos. Em 30 de setembro de 2009, o valor principal total em aberto sob a Tranche B era de R\$159,6 milhões. A Tranche B acumula juros no índice de TJLP acrescido de *spread* de 4,0% ao ano, a ser pago trimestralmente a partir de 15 de dezembro de 2006. A quantia principal da Tranche B será paga em 40 parcelas trimestrais sucessivas terminando em setembro de 2016. Em 30 de setembro de 2009, a quantia principal total em aberto da Tranche C era de R\$14,5 milhões. A Tranche C acumula juros no índice de TJLP acrescido de *spread* de 5,0% ao ano, a ser pago trimestralmente a partir de 15 de dezembro de 2006. A quantia principal do Tranche B será paga em 40 parcelas trimestrais sucessivas terminando em setembro de 2016.

- A Companhia assumiu dívidas que a EEVP tinha perante o BNDES, CNEE e algumas das suas subsidiárias no valor de R\$160,6 milhões em troca de ativos da EEVP. O saldo remanescente para pagamento é de R\$225.771 milhões, o que deve ser pago em 10 (dez) anos a contar da data de assinatura do contrato e os juros eram atrelados ao IGP-M. A diferença entre o saldo da dívida assumida pela Companhia e o saldo da dívida e contas a pagar pela EEVP ficou registrada como recebíveis de longo prazo da Companhia.
- A Companhia assumiu dívidas da Denerge perante o BNDES, Enermat e algumas das suas subsidiárias em troca do perdão da Denerge de dívida e contas a pagar da Companhia e algumas das suas subsidiárias para a Denerge, no valor total de R\$470,3 milhões. O saldo remanescente para pagamento é de R\$50.670 milhões, o que deve ser pago em 10 (dez) anos a contar da data de assinatura do contrato e os juros eram atrelados ao IGP-M. A diferença entre o saldo da dívida assumida pela Companhia e o saldo da dívida e contas a pagar perdoadas pela Denerge ficou registrada como recebíveis de longo prazo da Companhia.
- Em 3 de abril de 2006, a Companhia vendeu 99,7% da participação de capital da Rede Peixe Energia S.A. para a Denerge pelo preço de compra de R\$10,0 milhões. A Companhia financiou a compra da Rede Peixe Energia S.A. pela Denerge. As condições de financiamento exigem que a Denerge faça 60 pagamentos mensais de R\$0,2 milhão, com prazo inicial em abril de 2009. O saldo devedor deste financiamento era de R\$18,9 milhões em 30 de setembro de 2009, e os juros eram atrelados à taxa de CDI mais 2% ao ano.
- Em 30 de junho de 2006, a Companhia adquiriu da EEVP 100,0% da participação acionária de sua distribuidora, EDEVP, pelo preço de compra de R\$118,5 milhões. EEVP financiou a aquisição da EDEVP para a Companhia. As condições de financiamento exigem que a Companhia faça 3 pagamentos anuais de R\$0,1 milhão em junho de 2006, 2007 e 2008. Adicionalmente, deverá a Companhia efetuar 84 pagamentos mensais de R\$1,4 milhões, começando em julho de 2008. O saldo

devedor deste financiamento era de R\$151,8 milhões em 30 de setembro de 2009, e os juros eram atrelados à taxa de CDI mais 2% ao ano.

- Em 30 de junho de 2006, a Companhia adquiriu (i) da Denerge, 100,0% da participação acionária da REDECOM pelo preço de aquisição de R\$46,1 milhões, e (ii) da Denerge, 99,50% da participação acionária da REDESERV pelo preço de aquisição de R\$19,4 milhões. A Denerge financiou a Companhia nas aquisições da REDECOM e REDESERV. As condições de financiamento exigem que a Companhia faça 3 pagamentos anuais de R\$6,6 milhões em junho de 2006, 2007 e 2008. Adicionalmente, deverá a Companhia efetuar 84 pagamentos mensais de R\$0,5 milhão, começando em julho de 2008. O saldo devedor deste financiamento era de R\$60,5 milhões em 30 de setembro de 2009, e os juros eram atrelados à taxa de CDI mais 2% ao ano.

Compra e venda de energia para as subsidiárias da Companhia

Antes da aquisição da REDECOM pela Companhia, em 30 de junho de 2006, a REDECOM vendeu eletricidade para algumas das subsidiárias da Companhia. A energia comprada da REDECOM, por subsidiárias da Companhia somou um total de R\$7,4 milhões em 2009, R\$4,5 milhões em 2008, R\$2,8 milhões em 2007 e R\$89,5 milhões em 2006.

Os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados entre as subsidiárias da Companhia, atualmente em vigor, seguem brevemente descritos abaixo:

Nome do Contrato	Comprador	Vendedor	Objeto	Prazo	Valor	Juros	Autorização ANEEL
Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica nº 030/2003	EEB	REDECOM	Energia Elétrica	31/12/2006	R\$ 77 MWh	IGP-M	Ofício nº 984/2004
Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica nº 029/2003	EDEVP	REDECOM	Energia Elétrica	31/12/2006	R\$ 77 MWh	IGP-M	Ofício nº 985/2004
Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica nº 032/2003	CEMAT	REDECOM	Energia Elétrica	31/12/2006	R\$ 77 MWh	IGP-M	Ofício nº 535/2004
Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica nº 033/2003	CELTINS	REDECOM	Energia Elétrica	31/12/2006	R\$ 77 MWh	IGP-M	Ofício nº 981/2004
Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica nº 028/2003	CAIUÁ	REDECOM	Energia Elétrica	31/12/2006	R\$ 77 MWh	IGP-M	Ofício nº 983/2004
Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica nº 031/2003	CNEE	REDECOM	Energia Elétrica	31/12/2006	R\$ 77 MWh	IGP-M	Ofício nº 982/2004

Acordos de Financiamento com o BNDES

A Companhia entrou em linhas de crédito com o BNDES. O BNDESPAR, uma afiliada do BNDES, é proprietária de 76,2% do capital de ações preferenciais da Companhia, representando 23,9% do capital total da Companhia. Para maiores informações a respeito dos termos das linhas de crédito, vide seções “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais – Endividamento – Empréstimos do BNDES”, na página 140, respectivamente, deste Prospecto.

Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças

Como parte do processo de reorganização societária a Companhia, através de instrumento particular de assunção de dívidas, cessão de créditos e outras avenças de 31 de março de 2006, assumiu as dívidas e os créditos a receber perante terceiros, empresas controladas e instituição financeira existentes nas empresas controladoras EEVP e Denerge. O saldo apurado neste contrato deverá ser quitado no prazo máximo de até dez anos, devidamente atualizado pelo CDI acrescido de juros 2% a.a., vencendo em 31 de dezembro de 2016. Em 29 de dezembro de 2006 a Companhia assumiu, através de instrumento particular de assunção de dívidas e outras avenças, a dívida da QMRA Participações S.A. junto ao BNDES no valor de R\$101,4 milhões a ser quitada em 60 parcelas mensais com carência de 36 meses vencendo a 1ª parcela em 30 de dezembro de 2009, e a dívida da Ipueiras Energia S.A. junto à Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS no valor de R\$10,7 milhões quitado antecipadamente, sendo ambos os saldos atualizados pelo CDI acrescido de 2% ao ano. Em 30

de novembro de 2006, a Companhia formalizou tal assunção junto ao BNDES por meio da assinatura do contrato de confissão, reescalonamento e consolidação nº 06.2.1005.1.

Contrato de mútuo

Foram firmados contratos de mútuo entre a Caiuá, CELPA, CELTINS, QMRA e Denerge, em condições de comutatividade, em função de assunção de dívidas perante o BNDES. O prazo do seguinte contrato é de até 62 meses, o vencimento de sua 1ª parcela foi em 15 de novembro de 2005 e sua remuneração é TJLP mais 5% a.a. Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio dos Ofícios nos 2.230, 2.231 e 2.232/2003-SFF/ANEEL, de 26/12/2003. Em março de 2006, através de instrumento particular de cessão de créditos e assunção de dívidas entre a Companhia e a Denerge, a Companhia assumiu os créditos do contrato de mútuo com a CELPA, QMRA e CELTINS.

Em dezembro de 2006 estes contratos foram repactuados adotando-se as mesmas condições da renegociação dos contratos junto ao BNDES, ficando estipulado que a forma de pagamento seria dividido da seguinte forma: 6,3% em 40 parcelas trimestrais, com vencimento da 1ª parcela em 15 de dezembro de 2006 e 93,7% em 5 parcelas trimestrais, com vencimento da 1ª parcela em 15 de dezembro de 2007, com a remuneração TJLP mais 2% a.a. Em 2007 foram quitados antecipadamente os contratos com a CELPA e a CELTINS e parte do contrato com a QMRA.

Além dos contratos descritos acima, existem outros contratos de mútuo firmados, envolvendo a Rede Power do Brasil S.A., CEMAT, CELPA, Rede Lajeado Energia S.A., QMRA e Juruena Energia S.A.

Conta corrente 31 de outubro de 2005

Refere-se à movimentação financeira efetuada entre as empresas da Rede Energia com prazo de vencimento de 24 meses, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos. O contrato multilateral de mútuo firmado entre EEVP, QMRA, Ipueiras, Denerge e Rede Power, estabelece que na medida de suas necessidades, tomarão ou darão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, com a remuneração sobre o saldo devedor calculada com base em 100% do CDI mais 2% de juros anuais. A partir de 31 de outubro de 2007 o contrato foi prorrogado com renegociação da remuneração que passou a ser de 100% do CDI + 1% de juros anuais. Em 31 de dezembro de 2008 e 30 de setembro de 2009, a Rede Energia consolidado tinha a receber um saldo de, respectivamente, R\$45,5 milhões e R\$66,7 milhões.

Conta corrente 1º de setembro de 2006

Trata-se de Contrato Multilateral de Mútuo entre as empresas Geradoras Transmissoras e Não Concessionárias (Anuência ANEEL conforme despacho nº 2.767 de 27 de novembro de 2006). Na medida de suas necessidades, tomarão ou darão em empréstimos entre si, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, com remuneração sobre o saldo devedor calculada com base em 100% do CDI mais 2% de juros anuais, no período de 1º de setembro de 2006 a 31 de agosto de 2008. Cada empresa tem um limite máximo para o saldo credor e serão atualizados na data base de Reajuste das Tarifas de Fornecimento de acordo com o índice de Reajuste Tarifário (ITR) médio fixado pela ANEEL, para cada parte. Em 31 de dezembro de 2008, a Rede Energia consolidado tinha a receber um saldo de R\$0,7 milhão. Esse saldo foi integralmente quitado durante o terceiro trimestre de 2009.

Contrato de Venda e Compra de Ações

Em 3 de abril de 2006, a Companhia vendeu 99,7% da participação de capital da Rede Peixe Energia S.A. para a Denerge pelo preço de compra de R\$10,0 milhões. A Companhia financiou a compra da Rede Peixe Energia S.A. pela Denerge. As condições de financiamento exigem que a Denerge faça 60 pagamentos mensais de R\$0,2 milhão, com prazo inicial em abril de 2009. O saldo devedor deste financiamento era de R\$18,9 milhões em 30 de setembro de 2009, e os juros eram atrelados à taxa de CDI mais 2% ao ano.

A Companhia adquiriu da EEVP 100,0% a participação acionária da EDEVP pelo preço de compra de R\$118,5 milhões. EEVP financiou a aquisição da EDEVP pela Companhia. As condições de financiamento exigem que a Companhia faça 3 pagamentos anuais de R\$0,1 milhão em junho de 2006, 2007 e 2008. Adicionalmente, deverá a Companhia efetuar 84 pagamentos mensais de R\$1,4 milhões, começando em julho de 2008. O saldo devedor

deste financiamento era de R\$151,8 milhões em 30 de setembro de 2009, e os juros eram atrelados à taxa de CDI mais 2% ao ano.

A Companhia adquiriu (i) da Denerge, 100% da participação acionária da REDECOM pelo preço de aquisição de R\$46,1 milhões, e (ii) da Denerge, 99,5% da participação acionária da REDESERV pelo preço de aquisição de R\$19,4 milhões. A Denerge financiou a Companhia nas aquisições da REDECOM e REDESERV. As condições de financiamento exigem que a Companhia faça 3 pagamentos anuais de R\$6,6 milhões em junho de 2006, 2007 e 2008. Adicionalmente, deverá a Companhia efetuar 84 pagamentos mensais de R\$0,5 milhão, com início em julho de 2008. O saldo devedor deste financiamento era de R\$60,5 milhões em 30 de setembro de 2009, e os juros eram atrelados à taxa de CDI mais 2% ao ano.

Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura

A Companhia celebrou ainda, entre suas subsidiárias, diversos contratos de compartilhamento de infraestrutura, os quais seguem brevemente descritos abaixo:

Nome do Contrato	Partes	Objeto	Prazo	Valor	Autorização ANEEL
Acordo de cooperação para uso compartilhado de serviços 0800	CAIUÁ, CFLO, CNEE, EEB, EDEVP	Serviços 0800	20/02/2010	R\$ 8.000,00 + tributos por mês	Ofício nº 076/2008
Contrato de uso compartilhado de aeronaves	CAIUÁ, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, CEMAT, EDEVP, CELPA, ENERSUL	Uso de aeronave	Indeterminado	US\$ 518.700,00 por mês	Ofício nº 1955/2003
Contrato de uso compartilhado e rateio de despesas	EDEVP, CFLO, CNEE, EEB, CAIUÁ	Uso do escritório de Presidente Prudente - SP	28/02/2010	R\$ 18.758,63 por mês	Despacho nº 1701/2008
Acordo de cooperação para uso compartilhado de infraestrutura da área de contabilidade	CAIUÁ, CFLO, CNEE, EEB, EDEVP	Contabilidade	06/02/2011	R\$ 15.268,00 por mês	Conforme inciso IV do art. 3º da Resolução 334/2008
Contrato de uso compartilhado e compartilhamento de despesas no atendimento a clientes portadores de deficiência auditiva e/ou fala	CAIUÁ, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, CEMAT, EDEVP, CELPA	Atendimento especial	24/11/2009	A ser apurado mensalmente	Despacho nº 4793/2008
Contrato de uso compartilhado e de rateio de despesas do escritório de Brasília	CAIUÁ, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, CEMAT, EDEVP, CELPA, ENERSUL	Uso do escritório de Brasília - DF	22/07/2010	A ser apurado mensalmente	Despacho nº 1781/2006 (prorroga o contrato) Despacho nº 652/2009 (Inclui a ENERSUL no contrato)
Acordo de cooperação para a gestão de pessoal	CAIUÁ, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, CEMAT, EDEVP, CELPA, REDECOM, ENERSUL	Gestão de pessoal	03/08/2010	R\$ 16.871.030,00	Despacho nº 4398/2008 (prorroga o contrato) Despacho nº 3923/2008 (Inclui a ENERSUL no contrato)
Acordo de cooperação para uso compartilhado de serviços de infra-estrutura de links de dados	CAIUÁ, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, CEMAT, EDEVP	Transmissão de dados	17/04/2012	R\$ 12.992,68 por mês	Ofício nº 920/2008
Acordo de cooperação para uso compartilhado de serviços e infra-estrutura de links de dados	CAIUÁ, CFLO, CNEE, EEB, EDEVP	Transmissão de dados	29/08/2010	R\$ 46.052,02 por mês	Ofício nº 1706/2007
Acordo de cooperação para uso compartilhado de serviços e infra-estrutura de links de dados	CAIUÁ, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, CEMAT, EDEVP, CELPA,	Transmissão de dados	22/01/2011	R\$ 22.526,43 por mês	Ofício nº 342/2008
Acordo de cooperação para	CAIUÁ, CELTINS,	Comunicação	29/08/2010	R\$ 38.925,63	Ofício nº

Nome do Contrato	Partes	Objeto	Prazo	Valor	Autorização ANEEL
uso compartilhado de serviços e infra-estrutura de telefonia e comunicação	CFLO, CNEE, EEB, CEMAT, EDEVP, CELPA,			por mês	1706/2007
Acordo de cooperação para uso compartilhado de serviços e infra-estrutura de videoconferência	CAIUA, CFLO, CNEE, EEB, EDEVP	Videoconferência	29/08/2010	R\$ 2.250,00 por mês	Ofício nº 1706/2007
Contrato de locação de transformador 69/3,8 KV	EEB e CNEE	Locação de transformador	10/10/2010	R\$ 1512,50 por mês	Despacho nº 2140/2009
Contrato de locação de equipamentos	CELTINS e CELPA	Locação de equipamentos	08/06/2010	R\$ 612,90 por mês	Despacho nº 2874/2009
Contrato de locação de transformador 138/34,5 KV	CEMAT e CELPA	Locação de transformador	24/11/2010	R\$ 6.720,00	Despacho nº 1881/2009

OPERAÇÕES VINCULADAS À EMISSÃO

A Emissão tem como objetivo auferir recursos, os quais serão integralmente utilizados para o pagamento da obrigação principal e acessória das 32 (trinta e duas) Notas Promissórias de valor nominal unitário de R\$10.000.000,00 (dez milhões), prazo de 360 (trezentos e sessenta) dias a contar da data de sua emissão, sendo que tal emissão se deu em dois tranches, cujas datas de vencimento são 19 de junho de 2010 e 26 de junho de 2010 e cuja remuneração corresponde à variação acumulada de 120% (cento e vinte por cento) das taxas médias dos DIs – Depósitos Interfinanceiros de um dia, base 252 dias, calculada diariamente pela CETIP. As Notas Promissórias têm como garantia de EEVP e da Denerge. Os recursos que foram auferidos com a emissão das Notas Promissórias foram destinados para a recompra das Notas Perpétuas (“Perpetual Bonds”) emitidas pela Companhia em 28 de março de 2.007 e em 19 de setembro de 2.007, colocadas no mercado internacional (“Recompra”), bem como as despesas relacionadas à Recompra, sendo o eventual saldo remanescente destinado ao pagamento de demais dívidas da Emissora.

DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Geral

Somos uma sociedade por ações de capital aberto, constituída nos termos das leis brasileiras, e registrada na CVM sob o nº 00319-0, desde 16 de outubro de 1969.

Capital Social

Na data deste Prospecto, o capital social da Companhia totalmente subscrito e integralizado é de R\$714.552.105,06, integralmente realizado e dividido em 322.075.470 ações nominativas, escriturais, sem valor nominal, sendo 221.157.990 ações ordinárias e 100.917.480 ações preferenciais.

A Companhia não mantém nenhuma ação ordinária ou preferencial em tesouraria.

Para maiores informações sobre o Capital Social da Companhia, veja a Seção “Capitalização”, na página 74 deste Prospecto.

Histórico do Capital Social

A Companhia foi constituída em 2 de janeiro de 1929 sob a denominação social de Companhia Elétrica Cayuá.

Em 19 de dezembro de 1983, os acionistas da companhia autorizaram seu registro na Comissão de Valores Mobiliários e alteração do estatuto social, mudando a denominação social para Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. e aumentando o capital social.

Em 1998 houve o ingresso da acionista BNDESPAR e um aumento do capital social.

Na assembleia geral extraordinária, realizada em 12 de junho de 2000, o capital social foi novamente aumentado para R\$538.051.828,80.

Em 25 de julho de 2006, na assembleia geral extraordinária, houve um desdobramento das ações em que se divide o capital social da Companhia, na proporção de 4 (quatro) ações da mesma espécie para cada 1 (uma) ação existente. A quantidade total de ações anteriormente dividido em 56.853.314 ações, passou a ser de 284.266.570 ações.

O capital social foi novamente aumentado na assembleia geral extraordinária realizada em 29 de junho de 2007 para R\$599.375.702,78, mediante emissão de 20.542.145 ações preferenciais nominativas, escriturais, sem valor nominal, subscritas e integralizadas pela acionista BNDESPAR, em razão de conversão de debêntures emitidas nos termos das Escrituras Particulares da 1ª e 2ª Emissão de Debêntures Conversíveis em Ações Preferenciais da Companhia. Com isso a participação da BNDESPAR no capital total da Companhia passou de 15,4% (43.693.757 ações preferenciais) para 21,1% (64.235.902 ações preferenciais).

Mais recentemente, na assembleia geral extraordinária realizada em 26 de dezembro de 2008, o capital social foi aumentado para R\$714.552.105,06, mediante a emissão de 17.266.755 ações preferenciais nominativas, escriturais, sem valor nominal, subscritas e integralizadas pela BNDESPAR (17.264.612) e outros acionistas (2.143).

Capital Autorizado

O estatuto social da Companhia autoriza seu conselho de administração a aumentar o capital social da sociedade, por meio da emissão de ações ordinárias e/ou ações preferenciais, até o limite de 195.000.000 novas ações, independente de reforma estatutária. Qualquer aumento de capital que exceda o limite do capital autorizado deverá ser aprovado pelos acionistas da Companhia em assembleia geral.

De acordo com o estatuto social da Companhia, nos aumentos de capital social no limite do capital autorizado, fica a critério do conselho de administração a possibilidade de exclusão do direito de preferência, ou de ser

reduzido o prazo para seu exercício, na emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, ou ainda mediante permuta por ações, em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos em lei.

Objeto Social

O objeto social da Companhia, segundo o artigo 3º de seu estatuto social, consiste na produção, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica nas áreas de concessão legal e nos termos da legislação em vigor, podendo participar de outras sociedades congêneres e exercer atividades necessárias ou úteis à consecução do seu objeto social ou com ele relacionadas. Após o processo de segregação de atividades da empresa determinado pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, a atividade predominante da Companhia é a participação em outras sociedades.

Direitos das Ações Ordinárias e Preferenciais

Cada ação ordinária confere ao respectivo titular direito a um voto nas assembleias gerais ordinárias e assembleias gerais extraordinárias da Companhia. As ações preferenciais de emissão da Companhia geralmente não conferem aos seus titulares o direito de voto nas assembleias gerais de Acionistas, exceto nas seguintes matérias:

- transformação, incorporação, cisão e fusão da Companhia;
- aprovação de contratos entre a Companhia e Acionistas Controladores da Companhia, diretamente ou por meio de terceiros, assim como de outras sociedades nas quais seus Acionistas Controladores tenham interesse, sempre que, por força de disposição legal ou estatutária, sejam deliberados em assembleia geral;
- avaliação de bens destinados à integralização de aumento do capital da Companhia;
- nomeação de empresa especializada para elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia pelo seu valor econômico, para fins de realização de oferta pública de aquisição das ações nos casos de (i) saída do Nível 2; ou (ii) cancelamento do registro de companhia aberta; e
- alteração ou revogação de dispositivos estatutários que resultem no descumprimento, pela Companhia, das exigências previstas na Seção IV, item 4.1, do Regulamento do Nível 2, ressalvado que esse direito a voto prevalecerá enquanto estiver em vigor o Contrato do Nível 2.

As ações preferenciais conferem a seus titulares os direitos e vantagens decorrentes da Lei das Sociedades por Ações, do Regulamento de Práticas de Governança Corporativa da BM&FBOVESPA – Nível 2 e do estatuto social da Companhia, dentre os quais se destacam os seguintes:

- inclusão em oferta pública de aquisição de ações (*tag along*), na hipótese de alienação do controle da Companhia, para o recebimento de um valor por ação correspondente a 100% do valor pago aos acionistas titulares de ações ordinárias;
- prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, no caso de liquidação da Companhia, depois de reembolsadas as ações ordinárias, participação igualitária com essas últimas no rateio do excesso do patrimônio líquido que se verificar;
- recebimento de dividendos não cumulativos, no mínimo 10% superiores aos atribuídos às ações ordinárias;
- participação em igualdade de condições com as ações ordinárias na distribuição, pela sociedade, de lucros, bonificações ou outras vantagens, inclusive nos casos de aumentos de capital decorrentes de capitalização de reservas.

O Direito de Voto pelo Não Pagamento de Dividendos

Nos termos do estatuto social da Companhia, as ações preferenciais adquirem o direito de voto para qualquer deliberação se a Companhia deixar de pagar, por 3 anos consecutivos, os dividendos a que fizeram jus. Nos

últimos 5 anos, não houve distribuição de dividendos aos acionistas da Companhia. Não obstante as ações preferenciais não fazerem jus a dividendos mínimos ou fixos para fins do Artigo 111, § 1º, da Lei das Sociedades por Ações, nos termos do estatuto social da Companhia, as ações preferenciais adquirem voto se a Companhia deixar de pagar, por 3 anos consecutivos, os dividendos a que fizerem jus, salvo se a situação econômica e financeira da Companhia não permitir.

Assembleias Gerais

Nas assembleias gerais regularmente convocadas e instaladas, os acionistas da Companhia estão autorizados a decidir todos os negócios relativos ao objeto da Companhia e a tomar todas as deliberações que julgarem convenientes aos seus interesses. Compete exclusivamente aos acionistas da Companhia, em assembleia geral ordinária, tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, deliberar sobre a destinação do lucro líquido e a distribuição de dividendos relativos ao exercício social imediatamente anterior. Além disso, os conselheiros de administração e os membros do conselho fiscal da Companhia são, em regra, eleitos nas assembleias gerais ordinárias, ainda que, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, eles possam ser eleitos em certas ocasiões em assembleia geral extraordinária.

Uma assembleia geral extraordinária pode ser realizada ao mesmo tempo em que a assembleia geral ordinária.

Compete aos acionistas da Companhia decidir, em assembleia geral, dentre outras, as seguintes matérias:

- reforma do seu estatuto social;
- eleição e destituição de seus membros do conselho de administração e do conselho fiscal;
- fixação da remuneração global de seus diretores, membros do conselho de administração e do conselho fiscal;
- aprovação das contas da administração e das demonstrações financeiras auditadas;
- a suspensão do exercício dos direitos de acionista que tenha deixado de cumprir obrigação prevista em lei ou no estatuto social;
- a avaliação de bens com os quais o acionista pretende concorrer para a formação do capital social; e
- a transformação fusão, incorporação ou cisão.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o estatuto social tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em assembleia geral da Companhia podem privar os acionistas de determinados direitos, tais como:

- o direito a participar na distribuição dos lucros;
- o direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, na distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia;
- o direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações. Para mais informações, vide item “*Direito de Preferência*” abaixo;
- o direito de fiscalizar, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios da Companhia; e
- o direito de retirada nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações. Para mais informações, vide item “*Direito de Retirada e Resgate*” abaixo.

Quorum

Como regra geral, a Lei das Sociedades por Ações prevê que a assembleia geral será instalada, em primeira convocação, com a presença de acionistas que detenham, pelo menos, 25% do capital social com direito de voto e, em segunda convocação, com qualquer número. Caso os acionistas tenham sido convocados para deliberar

sobre a reforma do estatuto social da Companhia, o quorum de instalação em primeira convocação será de, pelo menos, dois terços das ações representativas do capital social com direito de voto da companhia e, em segunda convocação, de qualquer número.

De modo geral, as aprovações em assembleia geral podem ser feitas por acionistas que comparecerem pessoalmente ou por meio de procurador e que representem, no mínimo, a maioria das ações ordinárias, sendo que as abstenções não são levadas em conta para efeito deste cálculo. Entretanto, nos seguintes casos é necessária a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto, sem prejuízo das demais hipóteses previstas em lei:

- a redução do dividendo obrigatório;
- fusão ou incorporação em outra sociedade;
- cisão;
- a participação em grupo de sociedades;
- a mudança de objeto social;
- a cessação do estado de liquidação; e
- dissolução.

Convocação

Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, todas as assembleias gerais são convocadas mediante publicações em 3 datas diferentes no diário oficial (“Diário Oficial do Estado de São Paulo”) e em jornal de grande circulação (“Valor Econômico”), sendo a primeira com, no mínimo, 15 dias de antecedência da Assembleia, e com 8 dias de antecedência, em segunda convocação. A CVM poderá, no entanto, em determinadas circunstâncias, requerer que a primeira convocação para suas assembleias gerais de acionistas seja feita com até 30 dias de antecedência da realização da respectiva assembleia geral, face à complexidade da matéria a ser aprovada.

Local da Realização de Assembleia Geral

As assembleias gerais são realizadas em sua sede, na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo. A Lei das Sociedades por Ações permite que as assembleias gerais sejam realizadas fora da sede da Companhia, por motivo de força maior, desde que sejam realizadas na localidade da sua sede e a respectiva convocação contenha uma indicação expressa e inequívoca do local em que a assembleia geral deverá ocorrer.

Competência para Convocar Assembleias Gerais

Compete, ordinariamente, ao conselho de administração da Companhia convocar as assembleias gerais. Ademais, estas podem ser convocadas pelas seguintes pessoas ou órgãos:

- qualquer acionista, quando os administradores da Companhia retardarem, por mais de 60 dias, a convocação nos casos previstos em lei ou no estatuto social;
- acionistas que representem 5%, no mínimo, do capital social da Companhia, quando os administradores da Rede Energia não atenderem, no prazo de 8 dias, a pedido de convocação que apresentarem, devidamente fundamentado, com indicação das matérias a serem tratadas;
- acionistas que representem 5%, no mínimo, do capital social da Companhia, quando os administradores da Rede Energia não atenderem, no prazo de 8 dias, a pedido de convocação de Assembleia que tenha como finalidade a instalação do conselho fiscal; e
- o conselho fiscal, caso o conselho de administração da Companhia retarde a convocação da assembleia geral ordinária por mais de 1 mês, sendo que o conselho fiscal poderá também convocar uma

assembleia geral extraordinária sempre que houver motivos graves ou urgentes, incluindo na agenda das Assembleias as matérias que considerar necessárias.

Conselho de Administração

De acordo com o estatuto social da Companhia, o conselho de administração deve ser composto por no mínimo 7 e no máximo 9 membros. A Lei das Sociedades por Ações permite a adoção do processo de voto múltiplo, mediante requerimento por acionistas representando, no mínimo um décimo do capital votante da Companhia. A CVM fixa escala reduzindo, em função do capital social, o percentual mínimo de participação acionária necessário ao requerimento do processo de voto múltiplo, que no caso da Companhia é de 5% (cinco por cento). Em não sendo solicitada a adoção do voto múltiplo, os conselheiros serão eleitos pelo voto majoritário de acionistas titulares de ações ordinárias da Companhia, presentes ou representados por procurador, sendo assegurado aos acionistas que detenham, individualmente ou em bloco, pelo menos 15% de suas ações ordinárias (excluídos os Acionistas Controladores), o direito de indicar, em votação em separado, um conselheiro e seu suplente.

O estatuto social da Companhia determina que o conselho de administração se reunirá sempre que convocado por qualquer de seus membros, com antecedência mínima de 3 dias e acompanhada da ordem do dia, observado que as reuniões somente se instalarão com a presença da maioria de seus membros, em primeira convocação, e com qualquer número de membros, em segunda convocação. Os conselheiros da Companhia são eleitos para um mandato unificado de 2 anos, observado que, qualquer que seja a data de eleição, os respectivos mandatos terminarão na data da assembleia geral que examinar as contas relativas ao último exercício de suas gestões.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, cada conselheiro deve ser titular de, pelo menos, uma ação de emissão da Companhia. Ademais, de acordo com o estatuto social da Companhia, a remuneração global do conselho de administração será anualmente fixada pela assembleia geral, cabendo ao conselho de administração a deliberação sobre a sua distribuição.

Operações de Interesse para os Conselheiros

De acordo com o disposto na Lei das Sociedades por Ações, é vedado ao conselheiro:

- realizar qualquer ato de liberalidade às custas da Companhia, bem como tomar por empréstimo recursos ou bens da Companhia ou usar, em proveito próprio, de sociedade em que tenha interesse ou de terceiros, os bens, serviços ou crédito da Companhia, sem prévia autorização da assembleia geral ou do conselho de administração;
- receber, em razão do exercício de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização estatutária ou concedida através de assembleia geral; e
- intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais administradores da Companhia.

Além disso, nosso estatuto social estabelece que, no mínimo, 20% do nosso conselho de administração seja composto por conselheiros independentes, devendo ser expressamente declarado como tal na assembleia geral que os eleger, conforme definido no Regulamento do Nível 2.

Direito de Retirada e Resgate

Direito de Retirada

Quaisquer acionistas da Companhia considerados dissidentes de certas deliberações tomadas em assembleia geral terão o direito de retirada, mediante reembolso do valor patrimonial de suas ações. O reembolso poderá ser realizado com base no valor de econômico da companhia, a ser apurado em avaliação. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, esse direito de retirada poderá ser exercido em determinadas circunstâncias, inclusive as seguintes: (i) cisão (conforme abaixo descrito); (ii) a redução do dividendo obrigatório; (iii) a mudança do objeto social; (iv) a fusão ou incorporação em outra sociedade; (v) a participação em um grupo de sociedades, conforme tal expressão é utilizada na Lei das Sociedades por Ações; ou (vi) a aquisição de controle de qualquer companhia, se o preço de aquisição exceder os limites estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações.

A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a cisão somente ensejará direito de retirada nos casos em que ela ocasionar: (i) a mudança do objeto, salvo quando o patrimônio cindido for vertido para sociedade cuja atividade preponderante coincida com a decorrente do objeto social; (ii) a redução do dividendo mínimo obrigatório a ser distribuído aos acionistas; ou (iii) a participação em um grupo de sociedades (conforme definido na Lei das Sociedades por Ações).

Caso ocorra (i) fusão ou incorporação em outra sociedade ou (ii) participação em um grupo de sociedades, acionistas não terão direito de retirada, caso suas ações tenham liquidez e dispersão no mercado, considerando-se haver (a) liquidez quando integrem o índice geral da BM&FBOVESPA ou o índice de qualquer outra bolsa, conforme definido pela CVM, e (b) dispersão quando os Acionistas Controladores, a sociedade controladora ou outras sociedades sob controle comum detenham menos da metade das ações da espécie ou classe objeto do direito de retirada.

Os acionistas da Companhia terão direito de retirada caso haja uma incorporação, fusão ou cisão e a companhia resultante não obtenha o registro de companhia aberta ou não promova a admissão de negociação das novas ações no mercado secundário no prazo máximo de 120 dias contados da data da assembleia geral que aprovou a operação.

O direito de retirada deverá ser exercido no prazo de 30 dias, contado da publicação da ata da assembleia geral em questão. Adicionalmente, a Companhia tem o direito de reconsiderar qualquer deliberação que tenha ensejado direito de retirada, nos 10 dias subsequentes ao término do prazo de exercício desse direito, se entendermos que o pagamento do preço do reembolso das ações aos acionistas dissidentes colocaria em risco sua estabilidade financeira.

Como regra geral, no caso do exercício do direito de retirada, os acionistas terão o direito a receber o valor patrimonial de suas ações, com base no último balanço aprovado pela assembleia geral. Se, todavia, a deliberação que ensejou o direito de retirada tiver ocorrido mais de 60 dias depois da data do último balanço aprovado, o acionista poderá solicitar levantamento de balanço especial em data que obedeça ao prazo de 60 dias, para avaliação do valor de suas ações. Neste caso, a Companhia deve pagar imediatamente 80% do valor de reembolso calculado com base no último balanço aprovado por pelos acionistas, e o saldo no prazo de 120 dias a contar da data da deliberação da assembleia geral.

Resgate

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, as ações de emissão da Companhia podem ser resgatadas mediante determinação dos acionistas em assembleia geral extraordinária, observado o disposto em referida lei.

Registro de Ações da Companhia

As ações da Companhia são mantidas sob a forma escritural junto ao Banco Bradesco S.A. A transferência de ações é realizada por meio de um lançamento pelo Banco Bradesco S.A. em seus sistemas de registro a débito da conta de ações do alienante e a crédito da conta de ações do adquirente, mediante ordem por escrito do alienante, mediante apresentação de OTAE (Ordem de Transferência de Ativos Escriturais) ou mediante ordem ou autorização judicial.

Direito de Preferência

Exceto conforme descrito no parágrafo abaixo, os acionistas da Companhia possuem direito de preferência na subscrição de ações em qualquer aumento de capital, na proporção de sua participação acionária, à época do referido aumento de capital. Os acionistas da Companhia também possuem direitos de preferência na subscrição de debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição; mas na conversão desses títulos ou na outorga e no exercício de opções de compra de ações, não haverá direito de preferência. Concede-se prazo não inferior a 30 dias contados da data de publicação do aviso aos acionistas referente ao aumento de capital, para o exercício do direito de preferência, sendo que este direito pode ser alienado pelo acionista.

Alienação de Controle

A alienação, direta ou indireta do nosso controle, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, somente poderá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a fazer oferta pública de aquisição das demais ações ordinárias e preferenciais de

titularidade dos outros acionistas da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Nível 2, de forma a assegurar que: (i) os acionistas detentores de ações ordinárias recebam tratamento igualitário àquele dado aos Acionistas Controladores alienante; e (ii) os acionistas detentores de ações preferenciais recebam um valor por ação correspondente a 100% do valor pago aos detentores de ações ordinárias.

Segundo a Lei das Sociedades por Ações, o adquirente do controle acionário da Companhia poderá oferecer aos seus acionistas minoritários, a opção de permanecer na Companhia, mediante o pagamento de um prêmio equivalente à diferença entre o valor de mercado das ações e o valor pago por ação integrante do bloco de controle.

Restrições à Realização de Determinadas Operações por Acionistas Controladores, Conselheiros, Diretores e Membros do Conselho Fiscal

A Companhia adota as regras estabelecidas na Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, quanto à negociação de valores mobiliários de sua emissão. Sendo assim, a Companhia, seus Acionistas Controladores, diretos ou indiretos, membros do conselho de administração, seus diretores e membros do conselho fiscal, membros dos seus comitês e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, são vedados em negociar valores mobiliários de sua emissão, incluindo operações com derivativos que envolvam valores mobiliários de emissão da Companhia, nas seguintes condições:

- antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da Companhia;
- que se afastarem de cargos na administração da Companhia anteriormente à divulgação de informações relevantes relativas à Companhia, originadas durante o seu período de gestão, estendendo-se a proibição de negociação (i) por um período de seis meses a contar da data em que tais pessoas se afastaram de seus cargos, ou (ii) até a divulgação do fato relevante ao mercado, salvo se a negociação puder interferir nas condições dos referidos negócios, em prejuízo da Companhia ou de seus acionistas;
- sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão pela Companhia, suas controladas, coligadas ou outra sociedade sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim, bem como se existir a intenção de promover a incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária;
- durante o período de 15 dias anteriores à divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (IAN e DFP) da Companhia exigidas pela CVM; e
- relativamente aos Acionistas Controladores, membros do conselho de administração e diretores, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de ações de emissão pela própria Companhia, ou por qualquer uma de suas controladas, coligadas ou outra companhia sob controle comum ao da Companhia.

Fechamento de Capital

O cancelamento do registro de companhia aberta só pode ocorrer caso o controlador ou a própria Companhia realize uma oferta pública de aquisição de todas as ações de sua emissão em circulação, sendo observados os seguintes requisitos:

- que o preço ofertado seja justo, na forma estabelecida na Lei das Sociedades por Ações; e
- que os acionistas titulares de mais de dois terços das ações em circulação tenham concordado expressamente com o cancelamento do registro ou aceitado a oferta pública, sendo que, para tanto, considera-se ações em circulação apenas aquelas ações cujos titulares tiverem concordado expressamente com o cancelamento do registro ou tiverem se habilitado para o leilão de oferta pública.

A Lei das Sociedades por Ações define preço justo como sendo aquele apurado com base nos critérios, adotados de forma isolada ou combinada, de patrimônio líquido contábil, de patrimônio líquido avaliado a preço de mercado, de fluxo de caixa descontado, de comparação por múltiplos, de cotação das ações no mercado da Companhia ou com base em outro critério aceito pela CVM.

É assegurada a revisão do valor da oferta, no caso de titulares de no mínimo 10% das ações em circulação no mercado requererem aos nossos administradores que convoquem assembleia especial dos acionistas para deliberar sobre a realização de nova avaliação, pelo mesmo ou por outro critério, para determinação do valor da nossa Companhia. Tal requerimento deverá ser apresentado no prazo de 15 dias, contados da divulgação do valor da oferta pública, devidamente fundamentado e acompanhado de elementos de convicção que demonstrem a falha ou a imprecisão no emprego da metodologia de cálculo ou no critério de avaliação adotado, podendo os acionistas convocar a assembleia, quando os administradores não atenderem, no período de 8 dias, ao pedido de convocação. Os acionistas que requisitarem a realização de nova avaliação, bem como aqueles que votarem a seu favor, deverão nos ressarcir pelos custos incorridos, caso o novo valor seja inferior ou igual ao valor inicial da oferta pública. Caso o valor apurado na segunda avaliação seja maior, a oferta pública deverá obrigatoriamente adotar esse valor maior.

Divulgação de Fatos Relevantes

Nos termos da legislação brasileira sobre valores mobiliários, a Companhia deve divulgar qualquer acontecimento relevante relacionado ao negócio da Companhia à CVM e à BM&FBOVESPA. A Companhia deve publicar aviso de tais acontecimentos relevantes. Um fato será considerado relevante se puder causar impacto ponderável sobre o preço de seus valores mobiliários, a decisão dos investidores de negociar valores mobiliários ou a decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer valores mobiliários da Companhia. Em circunstâncias especiais de proteção de interesse legítimo da Companhia, poderá ocorrer, conforme o caso, a apresentação à CVM de pedido de tratamento confidencial aos fatos relevantes.

PRINCIPAIS ACIONISTAS

A tabela a seguir mostra os principais acionistas da Companhia detentores de ações ordinárias e preferenciais e suas respectivas participações no capital social da Companhia, na data deste Prospecto:

Acionista ⁽¹⁾	Nº de Ações Ordinárias	Nº de Ações Preferenciais	% de Ações Ordinárias	% de Ações Preferenciais	% do Capital Total
EEVP	174.772.375	6.964.015	79,0	6,9	56,4
BNDESPAR	0	76.901.171	0,0	76,2	23,9
Denerge	43.614.095	6.680.107	19,7	6,6	15,6
Subtotal	218.386.470	90.545.293	98,7	89,7	95,9
Conselheiros	41.510	766	0,1	0,0	0,0
Tesouraria	0	0	0,0	0,0	0,0
Outros	2.730.010	10.371.421	1,2	10,3	4,1
Total	221.157.990	100.917.480	100,0	100,0	100,0

(1) Importante destacar as seguintes informações em relação à composição acionária das entidades descritas no organograma cima: (1) da Companhia: (a) Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (56,4%), (b) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR (23,9%), (c) Denerge Desenvolvimento Energético S.A. (15,6%) e (d) Outros (4,1%); (2) da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.: (a) Denerge Desenvolvimento Energético S.A. (84,3%) e (b) Outros (15,7%); (3) da Denerge Desenvolvimento Energético S.A.: (a) Jorge Queiroz de Moraes Junior. (19,7%), (b) BBPM Participações S.A. (39,5%), (c) JQMJ Participações S.A. (10,8%) e Outros (30,0%); (4) da BBPM Participações S.A.: (a) Jorge Queiroz de Moraes Junior (63,2%), (b) JQMJ Participações S.A. (10,4%), (c) Carmem Campos Pereira (8,1%) e (d) Outros (18,3%); (5) da JQMJ Participações S.A.: (a) Jorge Queiroz de Moraes Junior (88,5%) e (b) Outros (11,5%), sendo que, quando há alguma referência a “Outros”, pode-se afirmar que nenhuma pessoa física ou jurídica contida nestes “Outros” detém individualmente participação societária maior ou igual a 5%.

Os atuais detentores de mais de 5% das ações ordinárias e preferenciais da Companhia são a EEVP, BNDESPAR e Denerge que possuem 98,7% do capital social da Companhia com direito a voto e 95,9% das ações preferenciais da Companhia, na data deste Prospecto. Todos os acionistas de ações ordinárias têm o mesmo direito de voto. O Capital Social da Companhia está totalmente integralizado.

Não houve alterações relevantes na participação dos membros do grupo de controle da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais, com exceção do aumento da participação da BNDESPAR na Companhia de 16,2% para 21,1% que ocorreu em 29 de junho de 2007 e de 21,1% para 25,3% que ocorreu em 06 de novembro de 2008.

Em 4 de fevereiro de 1999, EEVP e BNDESPAR celebraram um contrato de promessa de compra e venda de ações preferenciais, que foi aditado em 1 de março de 1999. Este contrato estabelece que a BNDESPAR concede para a EEVP uma opção de compra de 22.996.715 ações preferenciais que haviam sido subscritas pela BNDESPAR, em troca de pagamentos anuais pela EEVP de uma quantia equivalente a 3% do valor das ações objeto desta opção de compra (cuja aferição deve ser feita nos termos do contrato de compromisso em questão). O número de ações objeto desta opção de compra pode ser reduzido a 40% dentro das condições previstas no contrato de compromisso de compra e venda. O preço de cada ação, em caso de exercício da opção, será equivalente ao preço de emissão atualizado pela TJLP, acrescido de juros de 2,5% ao ano desde a data da integralização pela BNDESPAR até o efetivo pagamento pela EEVP. Este contrato vencerá em outubro de 2009.

Em 4 de fevereiro de 1999, EEVP e BNDESPAR celebraram um contrato de opção de venda, que foi aditado em 29 de março de 2006 e 9 de agosto de 2007. Este contrato estabelece que a EEVP concede para a BNDESPAR uma opção de venda de 45.993.430 ações preferenciais. A BNDESPAR exerceu esta opção com relação a 2.299.672 ações preferenciais em 24 de agosto de 2007 e 4.599.343 ações preferenciais em 04 de setembro de 2009. No âmbito do contrato de opção de venda, BNDESPAR somente pode exercer essa opção por até (i) 4.599.343 ações preferenciais adicionais entre 9 de agosto de 2007 e 8 de agosto de 2008, (ii) 9.198.686 ações preferenciais em cada um dos três anos subsequentes e (iii) 11.498.357 ações preferenciais entre 9 de agosto de 2011 e 8 de agosto de 2012. Qualquer uma dessas opções que não forem exercidas dentro do prazo previsto podem ser cumuladas e exercidas no ano subsequente. O preço de cada ação deve ser equivalente ao preço de emissão, atualizado pela TJLP, acrescido de juros de 2,5% ao ano, contados a partir da subscrição e integralização até o efetivo pagamento. O número de ações preferenciais objeto desta opção pode ser reduzida dentro das condições previstas no contrato de opção de venda.

Principais Acionistas

Os principais acionistas da Companhia diretos são a EEVP, BNDESPAR e Denerge.

Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (“EEVP”)

EEVP é uma sociedade de participações (holding) constituída de acordo com as leis brasileiras, com sede, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 2.439 – 4º andar.

BNDESPAR

A BNDESPAR é subsidiária integral do BNDES, criada para possibilitar a subscrição pelo Sistema BNDES de valores mobiliários no mercado de capitais brasileiro. O BNDES é a principal instituição financeira para a execução de políticas de investimento, tanto diretamente, como por meio da BNDESPAR, para programas e projetos relacionados ao desenvolvimento econômico e social do Brasil. O BNDES é também uma fonte importante de financiamentos de longo prazo, com especial ênfase nos setores de investimento privado e de infra-estrutura pública, incluindo a indústria de energia.

Denerge – Desenvolvimento Energético S.A.

A Denerge é uma sociedade constituída de acordo com as leis brasileiras, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 2.439 – 3º andar parte.

Acordos de Acionistas

BNDESPAR e EEVP celebraram acordo de acionistas regulando matérias de gerência da Companhia. Ademais, algumas das principais subsidiárias da Companhia celebraram acordos de acionistas com a Companhia e com seus principais acionistas. Esses acordos de acionistas estão descritos abaixo.

Acordo de Acionistas da Companhia

Em 4 de fevereiro de 1999, a BNDESPAR e a EEVP, acionistas da Companhia, celebraram um acordo de acionistas (“Acordo de Acionistas da Companhia”) pelo qual é regulado, principalmente, o compromisso da EEVP a manter a titularidade de 51,0% do capital social com direito a voto e do capital total. A alienação direta ou indireta das ações que não sejam para sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela EEVP somente será válida com a anuência da BNDESPAR. Caso a EEVP não solicite a prévia anuência da BNDESPAR, a BNDESPAR poderá exigir a inclusão da totalidade de sua participação acionária na aquisição das ações da EEVP e esta somente poderá alienar suas ações se o comprador aceitar adquirir as ações de titularidade da BNDESPAR (*tag along rights*).

Em 09 de agosto de 2007, a BNDESPAR e a EEVP firmaram o Aditivo nº 01 ao Acordo de Acionistas da Companhia, nos termos do qual as partes resolveram inserir no Acordo de Acionistas da Companhia previsão a respeito (i) do direito de alienação conjunta em operações sucessivas e (ii) da obrigação da EEVP de efetuar uma oferta pública de ações de distribuição de ações de emissão da Companhia até 31 de dezembro de 2009.

Em 14 de novembro de 2008, a BNDESPAR e a EEVP firmaram o Aditivo nº 02 ao Acordo de Acionistas da Companhia, nos termos do qual as partes resolveram (i) refletir a alteração da participação acionária da BNDESPAR na Companhia; e (ii) alterar e consolidar o Acordo de Acionistas da Companhia.

O Acordo de Acionistas da Companhia requer, ainda, que o BNDESPAR possa nomear um membro ao conselho de administração da Companhia, além do seu consentimento prévio para a aprovação das seguintes matérias, entre outras (i) criação de ações preferenciais ou aumento de classe existente sem guardar proporção com as demais, salvo se já previsto ou autorizado pelo estatuto social; (ii) alterações nas preferências, vantagens ou condições de resgate ou amortização de uma ou mais classes de ações preferenciais; (iii) redução do dividendo obrigatório; (iv) emissão de debêntures conversíveis, bônus de subscrição e partes beneficiárias; (v) fusão, cisão, incorporação ou dissolução da Companhia; (vi) aquisição de participações societárias com o intuito de tornar outras empresas nas coligadas da Companhia, controladas ou subsidiárias integrais, exceto em caso de aquisição de empresas do setor elétrico; e (vii) direito de alienação conjunta em operações sucessivas e obrigação de efetuar uma oferta pública de ações de distribuição de ações de emissão da Companhia. Em caso de inadimplemento da Companhia ou por parte da EEVP não sanado em 30 dias, o Acordo de Acionistas da Companhia outorga à BNDESPAR a opção de venda de todas as suas ações contra a EEVP, pelo valor de cotação, considerada a média dos últimos 30 pregões, pelo valor patrimonial atualizado ou pelo valor de emissão, conforme disposto no acordo de acionistas.

Acordo de Acionistas da CELPA

Em 30 de setembro de 2009, a QMRA detém 51,2% do capital social total da CELPA, inclusive 54,9% do seu capital social com direito a voto, e a Eletrobrás detém 34,2% do capital social total da CELPA, inclusive 34,7% do capital social com direito a voto.

Em 17 de julho de 1998, a QMRA e a Eletrobrás celebraram um acordo de acionistas (“Acordo de Acionistas da CELPA”) que prevê que a QMRA e a Eletrobrás devem se reunir antes das assembleias gerais de acionistas para acordarem sobre como irão exercer seus votos. A QMRA poderá nomear 5 ou 7 membros no conselho de administração da CELPA (dependendo se o conselho de administração é composto de 7 ou 9 membros) e a Eletrobrás os 2 membros remanescentes. Porém, se o percentual que a Eletrobrás detém na CELPA ficar abaixo de: (1) 20,0%, ela somente poderá nomear 1 membro para o conselho de administração da CELPA, a (2) 10,0%, ela não poderá nomear nenhum membro para o conselho de administração da CELPA e os termos do presente acordo de acionistas serão suspensos, com exceção do direito da Eletrobrás de exigir que a QMRA compre as ações de emissão da CELPA de sua titularidade. O Acordo de Acionistas prevê quorum qualificado de acionistas para a aprovação de operações com partes relacionadas e concessão de empréstimos, financiamentos e garantias sobre os ativos da CELPA que representem mais de 10% do seu patrimônio.

No âmbito deste acordo de acionistas, a QMRA poderá eleger 3 dos 5 membros do conselho fiscal da CELPA. A Eletrobrás poderá nomear os 2 membros remanescentes para o conselho fiscal. A Eletrobrás detém a opção de exigir que a QMRA compre as ações de emissão da CELPA de sua titularidade em algumas situações. A Eletrobrás deverá notificar a QMRA antes de exercer sua opção e de realizar uma oferta pública de qualquer ação de emissão da CELPA que tenha a intenção de vender. Este acordo de acionistas tem prazo de vencimento em 17 de julho de 2011, ou quando da venda, pela Eletrobrás, de sua participação na CELPA, dependendo do que ocorrer primeiro.

Este Acordo de Acionistas prevê que a CELPA mantenha um plano de negócios de cinco anos, que deve incluir projeções financeiras detalhadas para os próximos cinco anos, estratégias de negócios (bem como qualquer plano de expansão de operações), oportunidades potenciais de negócios, estimativas de investimentos com capital próprio ou de terceiros, e o rendimento esperado de investimentos e margens de lucro. O plano de negócios deve ser aprovado pelo comitê executivo.

Conforme o Acordo de Acionistas da CELPA, a CELPA deve distribuir como dividendos, além da quantia mínima estabelecida na Lei das S.A. e seu estatuto social, quaisquer quantias que não sejam necessárias para manter a sua capacidade operacional ou para adimplir obrigações incorridas pela CELPA, que tenham sido previstas no plano de negócios, no orçamento anual ou em contrato de concessão.

Acordo de Acionistas da CEMAT

Em 30 de Setembro de 2009, a Companhia detém 39,9% do capital social total da CEMAT, incluindo 61,8% do seu capital votante, a Inepar, detém 16,0% do capital social total da CEMAT, incluindo 26,3% do capital social com direito a voto, e a Eletrobrás detém 40,9% do capital social total da CEMAT, incluindo 5,1% do capital social com direito a voto.

Em 26 de novembro de 1997, EEVP e Inepar celebraram um acordo para estabelecer os princípios gerais que governariam seus direitos e obrigações como acionistas da CEMAT. Dentre outras coisas, o acordo garante que a Inepar poderá exigir a inclusão da totalidade de sua participação acionária na aquisição das ações da EEVP e esta somente poderá alienar suas ações se o comprador aceitar adquirir as ações de emissão da CEMAT que sejam de titularidade da IVEPAR (*tag along rights*).

Em 27 de novembro de 2000, a Companhia, a Inepar e a Eletrobrás celebraram um acordo de acionistas (“Acordo de Acionistas da CEMAT”). Este acordo prevê que a Companhia, a Inepar e a Eletrobrás deverão se reunir antes da assembleia geral de acionistas para chegarem a um acordo de como irão exercer seus votos. A companhia e a Inepar juntas poderão nomear todos menos um membro do conselho de administração da CEMAT. A Eletrobrás, por sua vez, tem a prerrogativa de eleger o membro remanescente deste conselho. Entretanto, se a porcentagem do capital social total da CEMAT, detida pela Eletrobrás, ficar abaixo de 5%, ela não poderá eleger nenhum membro para o conselho de administração da CEMAT e o Acordo de Acionistas da CEMAT será considerado vencido, com exceção da opção de venda que a Eletrobrás detém contra a Companhia para que esta compre as ações de emissão da CEMAT de sua titularidade.

No âmbito deste acordo de acionistas, a Companhia e a Inepar, juntas, podem eleger 4 dos 5 membros do conselho fiscal da CEMAT. A Eletrobrás poderá nomear o membro remanescente para o conselho fiscal. A

Eletrobrás detém a opção de exigir que a Companhia e a Inepar comprem as ações de emissão da CEMAT de sua titularidade em algumas situações. A Eletrobrás deverá notificar a CEMAT antes de exercer sua opção de realizar uma oferta pública de qualquer ação de emissão da CEMAT que tenha a intenção de vender. O Acordo de Acionistas da CEMAT tem prazo de vencimento em 27 de novembro de 2013.

O Acordo de Acionistas da CEMAT prevê que a CEMAT mantenha um plano de negócios de cinco anos, que deve incluir projeções financeiras detalhadas para os próximos cinco anos, estratégias de negócios (bem como qualquer plano de expansão de operações), oportunidades potenciais de negócios, estimativas de investimentos com capital próprio ou de terceiros, e o rendimento esperado de investimentos e margens de lucro.

Conforme o Acordo de Acionistas da CEMAT, a CEMAT deve distribuir como dividendos, além da quantia mínima estabelecida na Lei das S.A. e seu estatuto social, quaisquer quantias que não sejam necessárias para manter a sua capacidade operacional ou para adimplir obrigações incorridas pela CEMAT, que tenham sido previstas no plano de negócios, no orçamento anual ou em contrato de concessão.

Acordo de Acionistas da Tangará

Em 30 de setembro de 2009, a Companhia detinha 70,8% do capital social total da Tangará, incluindo 100,0% do capital social com direito a voto, e a Eletrobrás detinha 25,5% do capital social total da Tangará, sem considerar as ações em tesouraria.

Em 24 de fevereiro de 2001, a Companhia e a Eletrobrás celebraram um acordo de acionistas (“Acordo de Acionistas da Tangará”), e o propósito deste acordo é:

- definir os direitos de resgate de ações preferenciais detidas pela Eletrobrás e as condições para resgate;
- conceder o direito de preferência em conexão com a transferência das ações;
- conceder a opção de compra de ações em respeito as ações preferenciais resgatáveis; e
- autorizar a concessão de uma garantia da Tangará e da Companhia em respeito ao direito da Eletrobrás de resgatar as ações preferenciais.

No âmbito do Acordo de Acionistas da Tangará, a Tangará foi requisitada a começar o resgate das ações preferenciais da Eletrobrás, dentro do período de dois anos após a UHE de Guaporé começar a operar comercialmente, bem como concluir esse resgate dentro de um período de 8 anos. Dessa forma, a Tangará deverá resgatar 1/32 de suas ações preferenciais originalmente detidas pela Eletrobrás a cada trimestre. A Tangará também poderá resgatar todas ou uma quantidade substancial de ações preferenciais a qualquer tempo.

Em 31 de dezembro de 2007, a Tangará resgatou aproximadamente 40,4% das ações preferenciais representativas de seu capital social detidas pela Eletrobrás, e até a presente data, a Eletrobrás continua a deter ações preferenciais da Tangará em um montante agregado de R\$70,2 milhões. Além disso, em 28 de dezembro de 2006, a Tangará pagou uma prestação de resgate adicional de R\$27,7 milhões com respeito a um adicional de 3,2% de ações preferenciais de sua emissão detidas pela Eletrobrás, mas o pagamento deste resgate ainda não havia sido completado na data deste Prospecto.

A Companhia garante integralmente as obrigações da Tangará de resgatar as ações preferenciais detidas pela Eletrobrás. Se a Tangará inadimplir sua obrigação de resgatar as ações preferenciais, a Eletrobrás possui o direito de exigir que a Companhia adquira todas as ações preferenciais da Tangará que ela detém dentro de 60 dias.

O Acordo de Acionistas da Tangará também dispõe que a Eletrobrás poderá nomear um membro no conselho de administração da Tangará (e seu respectivo suplente). O Acordo de Acionistas de Tangará terá validade durante o período necessário para o adimplemento das obrigações contempladas ou enquanto a Eletrobrás deixar de ser acionista da Tangará.

DIVIDENDOS E POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Montantes para Distribuição

Em cada Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas, a Diretoria da Companhia é requisitada para recomendar a parcela dos lucros do ano fiscal precedente que deverá ser distribuído. Para fins da Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido é definido como o lucro, diminuído os impostos e dos descontos do prejuízo acumulado dos anos anteriores. Conforme estabelece a Lei das Sociedades por Ações e o estatuto social da Companhia, o montante disponível para distribuição de dividendos é aquele lucro líquido diminuído a importância destinada à constituição de reserva legal, e a importância destinada à formação da reserva para contingências e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores.

A Companhia é obrigada a manter uma reserva legal para a qual deve alocar 5% do lucro líquido para cada ano fiscal até que tal reserva atinja 20% do capital social da Companhia. Tal lei societária ainda estabelece duas alocações adicionais do lucro líquido, discricionárias, que estão sujeitas à aprovação pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária baseado na indicação do Conselho de Administração ou da Diretoria. O primeiro montante deverá ser alocado para a reserva de contingências pelas perdas antecipadas que são prováveis nos anos futuros. O segundo montante, por proposta dos órgãos da administração, deverá ser alocado para a reserva de lucros a realizar, no exercício fiscal em que o montante do dividendo obrigatório ultrapassar a parcela realizada do lucro líquido do exercício.

Podem existir ainda outras reservas discricionárias, conforme o estatuto social disponha sobre o assunto, desde que indique sua finalidade, fixe os critérios para determinar a parcela anual dos lucros líquidos que serão destinados à sua constituição; e estabeleça o limite máximo da reserva.

Os montantes disponíveis para distribuição podem ser acrescidos pela reversão da reserva de contingência por não ter ocorrido a perda julgada provável, ou ainda sofrer diminuições ou aumentos como resultado da alocação das receitas das vindas da reserva não realizada. Os montantes disponíveis para distribuição são determinados com base nas demonstrações financeiras da empresa.

Dividendos Obrigatórios

A Lei das Sociedades por Ações exige que o estatuto social estabeleça a parcela dos lucros para distribuição como dividendo obrigatório. No caso da Emissora, este valor é de, no mínimo, 25% do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido da (a) importância destinada à constituição da reserva legal; (b) importância destinada à formação da reserva para contingências, reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores; e (c) importância decorrente da reversão da reserva de lucros a realizar formada em exercícios anteriores. Após referidos ajustes, o saldo remanescente deverá ser destinado a Reserva de Investimentos. Por sua vez, as ações preferenciais farão jus ao recebimento de dividendos não cumulativos de, no mínimo, 10% superiores aos atribuídos às ações ordinárias. Todavia, o dividendo não será obrigatório no exercício social em que a diretoria informar à assembleia geral ser ele incompatível com a situação financeira da sociedade.

Pagamento de Dividendos

É realizada obrigatoriamente a Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas nos primeiros quatro meses do ano para tratar, entre outros assuntos, do pagamento dos dividendos anuais, que são determinados conforme as demonstrações financeiras. Conforme a Lei das Sociedades por Ações, os dividendos devem ser pagos em até 60 dias após a declaração da distribuição, a menos que a Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas tenha especificado outra data, que deve ocorrer antes do fim do ano fiscal que os dividendos foram declarados. O acionista tem 3 anos para reclamar o pagamento de dividendos, pois após este período o valor será revertido para a Companhia.

Reservas

A Companhia possui duas principais contas de reservas – as reservas de lucros e as reservas de capital.

- *Reservas de Lucros.* Compreendem a reserva legal, a reserva estatutária (Reserva de Investimentos), a reserva de lucros a realizar, a reserva para contingências; a reserva de retenção de lucros.

- *Reserva legal.* De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a Companhia deve destinar 5% do lucro líquido de cada exercício social até que o valor da reserva seja igual a 20% de seu capital integralizado. Não obstante, a Companhia não é obrigada a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que a reserva legal, quando acrescida às outras reservas de capital constituídas, exceder 30% do seu capital social. Eventuais prejuízos líquidos poderão ser levados a débito da reserva legal. Os valores a serem alocados à reserva legal devem ser aprovados em Assembleia Geral e só podem ser utilizados para compensar prejuízos ou aumentar o capital social da Companhia. Dessa forma, os recursos da Reserva Legal não são disponíveis para pagamento de dividendos.
- *Reserva de Investimentos.* De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o estatuto pode criar outros tipos de reservas. Nos termos do estatuto social da nossa Companhia, parte do lucro líquido será destinado à Reserva de Investimentos, que tem como características: (a) preservar a integridade do patrimônio social; (b) a capacidade de investimento da sociedade e (c) a manutenção da participação da sociedade em suas controladas e coligadas. Sem prejuízo do disposto acima, a Reserva de Investimento poderá ser utilizada para pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio aos acionistas.
- *Reserva de lucros a realizar.* De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, no exercício social em que o valor do dividendo obrigatório ultrapassar a parcela realizada do lucro líquido, o excesso poderá ser destinado à constituição de reserva de lucros a realizar. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, considera-se realizada a parcela do lucro líquido do exercício que exceder a soma dos seguintes valores:
 - o resultado líquido positivo da equivalência patrimonial; e
 - o lucro, ganho ou rendimento em operações cujo prazo de realização financeira ocorra após o término do exercício social seguinte.

Os lucros registrados na reserva de lucros a realizar, quando realizados e se não tiverem sido absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, deverão ser acrescidos ao primeiro dividendo declarado após a sua realização.

- *Reserva para contingências.* De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, parte do lucro líquido poderá ser destinada à reserva para contingências com a finalidade de compensar, em exercício futuro, a diminuição do lucro decorrente de perda julgada provável, cujo valor possa ser estimado. Qualquer valor assim destinado em exercício anterior deverá ser revertido no exercício social em que se verifique que a perda prevista não virá, de fato, a ocorrer, ou deverá ser cancelado e baixado na hipótese de a perda prevista efetivamente ocorrer. A alocação de recursos destinados à reserva para contingências está sujeita à aprovação dos acionistas em Assembleia Geral.
- *Reserva de Retenção de Lucros.* De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a assembleia geral poderá deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital.
- *Reservas de Capital.* De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, as reservas de capital somente poderão ser utilizadas, entre outras coisas, para (i) absorção de prejuízos que excedam os lucros acumulados e as reservas de lucros; (ii) resgate, reembolso, ou compra das suas próprias ações; e (iii) incorporação ao capital social da Companhia. As parcelas eventualmente destinadas à reserva de capital da Companhia não são consideradas no cálculo do dividendo mínimo obrigatório.

Juros sobre o Capital Próprio

A Lei nº 9.249 de 26 de dezembro de 1995, conforme alterada, estabelece a distribuição de juros sobre o capital próprio como uma forma alternativa de pagamento aos acionistas. Tais juros são calculados com base na TJLP. A Companhia pode deduzir tais pagamentos como despesas dedutíveis para efeitos fiscais, tendo em consideração que a dedução não pode exceder (i) 50% do lucro líquido no período em que o pagamento é feito; ou (ii) 50% da soma de lucros não distribuídos e reservas de lucro.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio para acionistas, residentes no Brasil ou não, está sujeito ao pagamento de imposto de renda à alíquota de 15% ou 25%, dependendo do domicílio do acionista.

Distribuição de Dividendos

Não houve distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio nos últimos 5 exercícios sociais. Nos termos do estatuto social da Companhia, as ações preferenciais, não obstante não fazerem jus a dividendos mínimos ou fixos para fins do Artigo 111, § 1º, da Lei das Sociedades por Ações, adquirem o direito de voto para qualquer deliberação se a Companhia deixar de pagar, por 3 anos consecutivos, os dividendos a que fizerem jus, salvo se a situação econômica e financeira da Companhia não permitir.

Em 30 de setembro de 2009, os prejuízos acumulados da Companhia correspondiam a R\$55,6 milhões e a Companhia só poderá pagar dividendos após absorção destes prejuízos.

ANEXO A
Estatuto Social Consolidado

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

ESTATUTO SOCIAL
REDE ENERGIA S.A.

CAPÍTULO I **Denominação, Sede, Prazo de Duração e Objeto Social**

Artigo 1º A **REDE ENERGIA S.A.**, constituída em 02 de janeiro de 1929, é uma sociedade por ações regida pelo presente Estatuto e pelas disposições legais que lhe forem aplicáveis.

Artigo 2º A sociedade tem sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, que é seu foro.

Parágrafo Único Por deliberação da Diretoria, poderá ser alterado o endereço da sede social, instaladas, transferidas ou extintas filiais, escritórios ou agências em qualquer ponto do território nacional ou no exterior.

Artigo 3º A sociedade tem por objeto a produção, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica nas áreas de concessão legal e nos termos da legislação em vigor, podendo participar de outras sociedades congêneres e exercer atividades necessárias ou úteis à consecução do seu objeto social ou com ele relacionadas.

Artigo 4º O prazo de duração da sociedade é indeterminado.

CAPÍTULO II **Capital e Ações**

Artigo 5º O capital social é de R\$ 714.552.105,06 (setecentos e quatorze milhões, quinhentos e cinquenta e dois mil, cento e cinco reais e seis centavos), integralmente realizado e dividido em 322.075.470 (trezentas e vinte e dois milhões, setenta e cinco mil, quatrocentas e setenta) ações nominativas, escriturais, sem valor nominal, sendo 221.157.990 (duzentas e vinte e um milhões, cento e cinquenta e sete mil, novecentas e noventa) ações ordinárias e 100.917.480 (cem milhões, novecentas e dezessete mil, quatrocentas e oitenta) ações preferenciais.

Artigo 6º A cada ação ordinária corresponde um voto nas deliberações das Assembléias Gerais.

Artigo 7º As ações preferenciais serão inconversíveis em ações ordinárias e não terão direito de voto nas Assembléias Gerais. Cada ação preferencial fará jus a:

- a) recebimento de dividendos não cumulativos, no mínimo 10% (dez por cento) superiores aos atribuídos às ações ordinárias;
- b) prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, em caso de liquidação da sociedade, e depois de reembolsadas as ações ordinárias, participação igualitária com essas últimas no rateio do excesso do patrimônio líquido que se verificar;
- c) participação em igualdade de condições com as ações ordinárias na distribuição, pela sociedade, de lucros, bonificações ou outras vantagens, inclusive nos casos de aumentos de capital decorrentes de capitalização de reservas.

26.12.2008

Parágrafo Único O não pagamento dos dividendos a que fazem jus as ações preferenciais, por 3 (três) exercícios consecutivos, conferirá a tais ações o direito de voto, que persistirá até a Assembléia Geral que determinar a distribuição de dividendos. A aquisição do exercício do direito de voto não implicará na perda, para essas ações, de sua qualidade de preferenciais.

Artigo 8º A Sociedade poderá, a qualquer tempo, por deliberação da Assembléia Geral: a) emitir ações ordinárias e preferenciais ou criar classes de ações preferenciais ou aumentar o número de ações preferenciais de classes existentes sem guardar proporção com as espécies e/ou classes de ações já existentes, ou que possam vir a existir, observado o limite de 2/3 (dois terços) do total das ações emitidas para ações preferenciais sem voto ou com voto restrito, que poderão ser ou não resgatáveis e ter ou não valor nominal; b) aprovar o resgate de ações, observado o disposto no artigo 44, parágrafo 6º da Lei 6.404/76, conforme alterada.

Parágrafo 1º A Sociedade está autorizada a aumentar o capital social mediante deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária, por meio da emissão de ações ordinárias e/ou ações preferenciais, até o limite de 195.000.000 (cento e noventa e cinco milhões) de novas ações, ou seja, até o capital social ser representado por um máximo de 479.266.570 (quatrocentas e setenta e nove milhões, duzentas e sessenta e seis mil, quinhentas e setenta) ações. O Conselho de Administração fixará as condições da emissão, inclusive preço e prazo de integralização.

Parágrafo 2º A Sociedade poderá, dentro do limite de capital autorizado no Parágrafo 1º acima e de acordo com plano aprovado pela Assembléia Geral, outorgar opção de compra de ações a seus administradores ou empregados ou a pessoas naturais que prestem serviços à Sociedade ou à sociedade sob seu controle.

Parágrafo 3º A critério do Conselho de Administração, poderá ser excluído o direito de preferência, ou ser reduzido o prazo para seu exercício, na emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, ou ainda mediante permuta por ações, em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos em lei.

Artigo 9º As ações são escriturais, mantidas em conta de depósito em nome de seus titulares, sem emissão de certificados, nos termos da legislação aplicável. A instituição financeira depositária poderá cobrar do acionista o custo de transferência de propriedade das ações, observados os limites máximos fixados pela Comissão de Valores Mobiliários.

Artigo 10 Nos casos de reembolso de ações previstos em lei, o valor de reembolso será o valor de patrimônio líquido contábil das ações, de acordo com o último balanço aprovado pela Assembléia Geral ou com balanço especial, se for o caso e se solicitado, segundo os critérios

26.12.2008

de avaliação do ativo e do passivo fixados na legislação societária e os princípios contábeis geralmente aceitos.

CAPÍTULO III Assembléias Gerais

Artigo 11 A Assembléia Geral reunir-se-á, ordinariamente, nos 4 (quatro) primeiros meses seguintes ao término do exercício social, e, extraordinariamente, sempre que os interesses sociais o exigirem, observadas em sua instalação as disposições legais e estatutárias pertinentes.

Artigo 12 A Assembléia Geral será instalada e presidida pelo Presidente do Conselho de Administração, ou na ausência deste, por outro Conselheiro eleito pelos acionistas presentes. O presidente da mesa convidará um dos presentes para secretariar os trabalhos.

Artigo 13 As deliberações da Assembléia Geral, ressalvadas as exceções previstas em lei, serão tomadas por maioria absoluta de votos, não se computando os votos em branco.

CAPÍTULO IV Administração da Sociedade

Artigo 14 A sociedade será administrada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria, observadas as disposições legais e as deste Estatuto.

Parágrafo 1º A remuneração global dos administradores será fixada anualmente pela Assembléia Geral, cabendo ao Conselho de Administração deliberar sobre a distribuição de tal remuneração entre o Conselho e a Diretoria e entre os membros de cada órgão.

Parágrafo 2º Em adição à remuneração supra, a Diretoria fará jus a uma participação anual nos lucros, correspondente a um décimo dos lucros do exercício, desde que o total dessa participação não ultrapasse a remuneração anual global da diretoria.

Parágrafo 3º As deliberações do Conselho de Administração e da Diretoria constarão de atas lavradas e assinadas nos livros próprios da sociedade.

Artigo 15 O prazo de mandato dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, que são reelegíveis, é de 2 (dois) anos, mas, qualquer que seja a data da eleição, os respectivos mandatos terminarão na data da Assembléia Geral que examinar as contas relativas ao último exercício de suas gestões.

Parágrafo 1º A investidura dos administradores se dará mediante assinatura de termo de posse nos livros das Atas do Conselho de Administração e da Diretoria, conforme o caso, independentemente de caução.

Parágrafo 2º Sem prejuízo do disposto no *caput* deste artigo, os membros do Conselho de Administração e da Diretoria permanecerão no exercício de seus cargos até a eleição e posse de seus sucessores.

26.12.2008

Seção I – Conselho de Administração

Artigo 16 O Conselho de Administração será composto por no mínimo 07 (sete) e no máximo 09 (nove) membros, todos acionistas, eleitos pela Assembléia Geral.

Parágrafo 1º A Assembléia Geral indicará, entre os eleitos, o Presidente do Conselho de Administração.

Parágrafo 2º Nos impedimentos ou ausências temporárias de qualquer Conselheiro, o Conselheiro impedido ou ausente será substituído por outro designado pelo Conselho, que acumulará as funções do substituído.

Parágrafo 3º Em caso de vacância no cargo ou impedimento permanente de membro do Conselho, caberá ao Conselho de Administração eleger o substituto, cujo mandato terminará na primeira Assembléia Geral que se realizar.

Artigo 17 O Conselho de Administração reunir-se-á, sempre que convocado por qualquer de seus membros, com antecedência mínima de 03 (três) dias, devendo a convocação estar acompanhada da ordem do dia.

Parágrafo 1º Independentemente da convocação, serão válidas as reuniões do Conselho que contarem com a presença ou representação da totalidade dos membros em exercício.

Parágrafo 2º As reuniões do Conselho somente serão instaladas, em primeira convocação, com a presença da maioria de seus membros e, em segunda convocação, com qualquer número de Conselheiros.

Parágrafo 3º As reuniões do Conselho serão instaladas e presididas pelo Presidente do Conselho ou, na sua ausência, por um Conselheiro eleito pelos demais.

Parágrafo 4º As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas por maioria dos votos. Em caso de empate, o Presidente terá o voto de qualidade.

Parágrafo 5º Nas reuniões do Conselho de Administração, o Conselheiro ausente poderá ser representado por um de seus pares, para formação de quorum de instalação ou de deliberação; e, igualmente, serão admitidos votos por carta, telefax ou e-mail, quando recebidos até o momento da reunião.

Artigo 18 Compete ao Conselho de Administração:

- a) fixar a orientação geral dos negócios sociais e o orçamento de investimento de cada exercício;
- b) eleger e destituir os Diretores da sociedade e fixar-lhes as atribuições específicas, além das previstas neste Estatuto;

26.12.2008

- c) fiscalizar a gestão dos Diretores, examinando a qualquer tempo os livros e documentos da sociedade e solicitando informações sobre atos da administração;
- d) convocar as Assembléias Gerais;
- e) manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria e sobre a proposta de destinação do resultado do exercício;
- f) autorizar as operações que individualmente envolvam bens, obrigações, prestação de garantias ou avais, constituição de ônus reais sobre bens do ativo, empréstimos, contratos de financiamento e outros negócios jurídicos que representem valores substanciais, assim entendidos aqueles que ultrapassem 5% (cinco por cento) do total de ativos, bem como as alienações de imóveis da sociedade e a realização de investimentos em valores superiores aos limites pré-fixados nos orçamentos de cada exercício.;
- g) deliberar sobre a negociação das próprias ações pela sociedade, nos casos permitidos pela legislação;
- h) deliberar sobre o pagamento aos acionistas de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, *ad referendum* da Assembléia Geral;
- i) deliberar sobre a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real, assim como deliberar sobre as respectivas condições referidas nos incisos VI a VIII do Artigo 59 da Lei nº 6.404/76;
- j) deliberar sobre o aumento do capital social dentro dos limites do capital autorizado nos termos dos termos dos parágrafos 1º a 3º Artigo 8º deste Estatuto Social;
- k) escolher e destituir os auditores independentes

Seção II – Diretoria

Artigo 19 A Diretoria será composta de até 6 (seis) membros, acionistas ou não, mas residentes no país, sendo 1 (um) Diretor Presidente, 1 (um) Diretor Vice-Presidente Executivo, 1 (um) Diretor Administrativo e Financeiro, 1 (um) Diretor de Distribuição, 1 (um) Diretor de Produção e Transmissão e 1 (um) Diretor Gerente, todos eleitos pelo Conselho de Administração.

Parágrafo 1º Nos impedimentos ou ausências temporárias de um Diretor, o Diretor impedido ou ausente será substituído por outro Diretor indicado pela Diretoria, que acumulará interinamente as funções do substituído.

Parágrafo 2º Em caso de vacância no cargo de Diretor, proceder-se-á da mesma forma estabelecida neste artigo, perdurando a substituição interina até a primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar, servindo o substituto então eleito até o término do mandato do substituído.

Artigo 20 A Diretoria reunir-se-á, sempre que convocada por qualquer de seus membros, com 24 (vinte e quatro) horas de antecedência, devendo constar da convocação a ordem do dia. Independentemente de convocação, serão válidas as reuniões da Diretoria que contarem com a presença da totalidade dos membros em exercício.

26.12.2008

Parágrafo 1º As reuniões da Diretoria somente serão instaladas, em primeira convocação, com a presença da maioria de seus membros e, em segunda convocação, com qualquer número de Diretores.

Parágrafo 2º As reuniões da Diretoria serão instaladas e presididas pelo Diretor Presidente, ou, na sua ausência, pelo Diretor Vice-Presidente Executivo, ou na ausência deste, por um Diretor eleito pelos demais. As deliberações da Diretoria serão tomadas por maioria de votos. Em caso de empate, o Diretor Presidente terá o voto de qualidade.

Parágrafo 3º Em todas as reuniões da Diretoria será admitido que o Diretor ausente seja representado por um de seus pares, para formação de *quorum* de instalação ou de deliberação; e, igualmente, serão admitidos votos por carta, telefax ou *e-mail*, desde que recebidos até o momento da reunião.

Artigo 21 Além dos que forem necessários à realização dos fins sociais e ao regular funcionamento da sociedade, a Diretoria fica investida de poderes para transigir, renunciar, desistir, firmar compromissos, contrair obrigações, confessar dívidas e fazer acordos, adquirir, alienar e onerar bens móveis e imóveis, nas condições deste Estatuto. Compete, especialmente, à Diretoria:

- a) apresentar à Assembléia Geral o relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras previstas em lei, depois de submetidas ao parecer do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.
- b) fixar, com base na orientação do Conselho de Administração, a política comercial e financeira da sociedade;
- c) propor à Assembléia Geral a destinação dos lucros do exercício, observadas as disposições legais e as deste Estatuto;
- d) deliberar sobre alteração do endereço da sede social, instalação, transferência ou extinção de filiais, agências, escritórios e outras dependências da sociedade; e
- e) representar a sociedade ativa e passivamente, judicial e extra-judicialmente, respeitadas as condições do artigo 22, *infra*.

Parágrafo 1º Compete, especialmente, ao Diretor Presidente:

- a) a supervisão geral das áreas técnica, econômica, administrativa e financeira, de forma a assegurar o desenvolvimento normal das atividades sociais e o atendimento às zonas de concessão;
- b) supervisão e orientação da representação da sociedade em suas relações com o Poder Concedente, órgãos públicos federais, estaduais e municipais e respectivas autoridades, instituições financeiras, entidades de classe e terceiros, respeitado o disposto neste Estatuto.

Parágrafo 2º Compete, especialmente, ao Diretor Vice-Presidente Executivo:

26.12.2008

- a) auxiliar o Diretor Presidente na supervisão geral das áreas técnica, econômica, administrativa e financeira;
- b) auxiliar o Diretor Presidente na supervisão e orientação da representação da sociedade em suas relações com o Poder Concedente, órgãos públicos federais, estaduais e municipais e respectivas autoridades, instituições financeiras, entidades de classe e terceiros, respeitado o disposto neste Estatuto; e
- c) substituir e/ou representar o Diretor Presidente nas suas ausências e impedimentos.

Parágrafo 3º Compete, especialmente, ao Diretor Administrativo e Financeiro:

- a) a supervisão de toda a área administrativa e econômica da sociedade;
- b) a coordenação da programação de investimentos, projeção e controle de receitas e despesas, custo de serviços, quadro de pessoal, política tarifária e estudos de mercado;
- c) a supervisão e controle das contas bancárias e da aplicação dos recursos financeiros disponíveis no mercado de capitais;
- d) a supervisão do cumprimento do Decreto-Lei n. 1497/76, dando conhecimento às Municipalidades dos montantes correspondentes às respectivas participações em ações da sociedade;
- e) a supervisão dos serviços contratados com a instituição financeira depositária das ações relativas ao quadro acionário, compreendendo o pagamento de dividendos e bonificações aprovadas pelas Assembléias Gerais, compras, vendas e transferências de ações e cumprimento das demais obrigações legais e estatutárias pertinentes;
- f) a responsabilidade pela guarda dos livros societários e pela regularidade dos assentamentos feitos nos mesmos;
- g) a coordenação de compras e almoxarifado;
- h) manter o relacionamento entre a sociedade e as autoridades públicas locais, acionistas e usuários de seus serviços, entidades de classes e outras;
- i) acompanhar a execução de todos os trabalhos e serviços de interesse da sociedade, aprovados pela Diretoria;
- j) manter controle sobre o quadro funcional, zelando pela sua disciplina e bem estar e pelas relações trabalhistas, supervisionando também as promoções sociais, a concessão de bolsas de estudo, auxílios e assistência em geral;
- k) zelar pelos bens imobiliários da sociedade, providenciando o que for necessário para o seu bom uso e conservação.

Parágrafo 4º Compete, especialmente, ao Diretor de Distribuição:

- a) a supervisão das atividades de planejamento, de operação e de manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica, zelando pela continuidade, qualidade e redução dos custos operacionais;
- b) a supervisão das atividades de elaboração de projetos básicos e de execução de obras dos sistemas de distribuição de energia elétrica;
- c) a supervisão das atividades de comercialização de energia elétrica, zelando pelo bom atendimento dos serviços prestados aos usuários.

Parágrafo 5º Compete, especialmente, ao Diretor de Produção e Transmissão:

26.12.2008

- a) a supervisão das atividades de planejamento, de operação e de manutenção dos sistemas de geração, transmissão e transformação de energia elétrica e de telecomunicações, zelando pela continuidade, qualidade e redução dos custos operacionais;
- b) a supervisão das atividades de elaboração de estudos e projetos elétricos, energéticos, ambientais, equipamentos e instalações;
- c) a supervisão das atividades de realização de inventários energéticos e de fontes alternativas de energia;
- d) a supervisão das atividades de construção de obras e serviços de expansão, melhoria dos sistemas de potência e de telecomunicações, padronização de materiais e equipamentos de usinas, subestações e linhas de transmissão.

Parágrafo 6º Compete, especialmente, ao Diretor Gerente, colaborar com os demais Diretores no exercício de suas funções e exercer funções específicas que lhe forem atribuídas pelo Conselho de Administração.

Parágrafo 7º O Conselho de Administração indicará, entre os Diretores eleitos, aquele que desempenhará as funções de Diretor de Relação com Investidores.

Artigo 22 A sociedade considerar-se-á obrigada quando representada:

- a) conjuntamente por dois Diretores, observado o disposto no Parágrafo 1º, infra;
- b) conjuntamente por um Diretor e um procurador, ou conjuntamente por dois procuradores, de acordo com a extensão dos poderes que lhe houverem sido conferidos no instrumento de mandato;
- c) isoladamente por um Diretor ou um procurador, para a prática dos atos referidos no Parágrafo 2º, infra.

Parágrafo 1º Na constituição de procuradores, a sociedade deverá ser representada, na forma prevista na alínea “a” deste artigo.

Parágrafo 2º A representação da sociedade na forma prevista na alínea “c” deste artigo limita-se: (i) à representação da sociedade como acionista ou quotista nas Assembléias Gerais ou reuniões de quotistas das sociedades por ela controladas ou nas quais detenha qualquer participação societária; (ii) à representação perante quaisquer órgãos ou repartições públicas federais, estaduais e municipais, inclusive para fins judiciais; (iii) ao endosso de cheques para depósito em contas bancárias da sociedade; (iv) à representação perante a Justiça do Trabalho e Sindicatos; e (v) aos atos de admissão, suspensão ou demissão de empregados e/ou representação da sociedade em acordos trabalhistas.

Parágrafo 3º Salvo quando para fins judiciais, os demais mandatos outorgados pela sociedade terão prazo de vigência determinado, não superior a 1 (um) ano.

26.12.2008

Artigo 23 Em operações estranhas aos negócios e objetivo social, é vedado aos Diretores, em nome da sociedade, concederem fianças e avais, ou contraírem obrigações de qualquer natureza, salvo prévia e expressa autorização do Conselho de Administração.

Parágrafo Único A proibição contida no *caput* deste artigo não se aplica à concessão de fianças, avais ou outras garantias, ou a assunção de obrigações de qualquer natureza em favor de sociedades controladoras ou controladas, diretas ou indiretas, da sociedade, bem como em favor de suas coligadas, desde que respeitado o limite previsto na alínea “f” do artigo 18 deste Estatuto.

CAPÍTULO V Conselho Fiscal

Artigo 24 O Conselho Fiscal, de caráter permanente, será composto de no mínimo 03 (três) e no máximo 05 (cinco) membros efetivos e suplentes em igual número, acionistas ou não, que terão as atribuições previstas em lei. A composição do Conselho deverá obedecer o disposto no Parágrafo 4º do artigo 161 da Lei 6.404/76.

Parágrafo 1º O prazo de mandato dos membros do Conselho Fiscal encerrar-se-á na Assembléia Geral Ordinária subsequente à qual houve a respectiva eleição. A remuneração dos membros de tal órgão será determinada pela Assembléia Geral que os eleger.

Parágrafo 2º O Conselho Fiscal reunir-se-á sempre que convocado por qualquer de seus membros com 24 (vinte e quatro) horas de antecedência, e essas reuniões serão válidas quando contarem com a presença da maioria de seus membros então em exercício.

CAPÍTULO VI Exercício Social e Distribuição de Lucros

Artigo 25 O exercício social terminará no dia 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as demonstrações financeiras previstas na legislação aplicável.

Artigo 26 Do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados, se houver, e a provisão para o imposto sobre a renda e contribuição social sobre o lucro; dos lucros remanescentes, será calculada a participação a ser atribuída aos Diretores, nos termos do artigo 14, Parágrafo 2º deste Estatuto.

Artigo 27 Os lucros líquidos apurados serão destinados sucessivamente e nesta ordem, observado o disposto no art. 202, incisos I, II e III da Lei nº 6.404/76, da seguinte forma:

- a) 5% (cinco por cento) serão aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da Reserva Legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social;
- b) uma parcela por proposta dos órgãos da administração poderá ser destinada à formação de Reservas para Contingências, na forma prevista no artigo 195 da Lei nº 6.404/76;

26.12.2008

- c) uma parcela, por proposta dos órgãos da administração, poderá ser retida com base em orçamento de capital previamente aprovado, nos termos do art. 196 da Lei nº 6.404/76;
- d) uma parcela será destinada ao pagamento do dividendo obrigatório aos acionistas, conforme previsto no artigo 28, infra;
- e) no exercício em que o montante do dividendo obrigatório ultrapassar a parcela realizada do lucro do exercício, a Assembléia Geral poderá, por proposta dos órgãos de administração, destinar o excesso à constituição de Reserva de Lucros a Realizar, observado o disposto no art. 197 da Lei nº 6.404/76.
- f) o lucro remanescente, por proposta dos órgãos de administração, poderá ser total ou parcialmente destinado à constituição da Reserva de Investimentos, observado o disposto no parágrafo único, infra, e o art. 194 da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo Único A Reserva de Investimentos tem as seguintes características:

- a) sua finalidade é preservar a integridade do patrimônio social, a capacidade de investimento da sociedade e a manutenção da participação da sociedade em suas controladas e coligadas;
- b) será destinado à Reserva de Investimento o saldo remanescente do lucro líquido de cada exercício, após as deduções referidas nas alíneas “a” a “e”, supra, deste Artigo;
- c) a Reserva de Investimento deverá observar o limite previsto no art. 199 da Lei nº 6.404/76;
- d) sem prejuízo do disposto na letra “a” deste Parágrafo, a Reserva de Investimento poderá ser utilizada para pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio aos acionistas.

Artigo 28 Os acionistas terão o direito de receber como dividendo obrigatório, em cada exercício, no mínimo 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, observado o disposto no Artigo 7º, supra, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (a) importância destinada à constituição da reserva legal; (b) importância destinada à formação da Reserva para Contingências (artigo 27, “b”, supra), e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores; e (c) importância decorrente da reversão da Reserva de Lucros a Realizar formada em exercícios anteriores, nos termos do artigo 202, inciso III da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo 1º O pagamento do dividendo obrigatório poderá ser limitado ao montante do lucro líquido que tiver sido realizado, nos termos da lei.

Parágrafo 2º O dividendo previsto neste artigo não será obrigatório no exercício social em que a Diretoria informar à Assembléia Geral ser ele incompatível com a situação financeira da sociedade, obedecido o disposto no artigo 202, §§ 4º e 5º da Lei nº 6.404/76.

Artigo 29 Por determinação do Conselho de Administração, a Diretoria poderá levantar balanços semestrais, intermediários ou intercalares da sociedade. O Conselho de Administração, *ad referendum* da Assembléia Geral, poderá declarar dividendos ou juros sobre o

26.12.2008

capital próprio à conta de lucros apurados em tais balanços, ou à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes.

Artigo 30 A critério do Conselho de Administração, os dividendos e os juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas poderão ser considerados antecipação e imputados ao dividendo obrigatório referido no artigo 28, supra.

CAPÍTULO VII Disposições Finais

Artigo 31 A sociedade entrará em liquidação nos casos previstos em lei, cabendo à Assembléia Geral determinar o modo de liquidação e nomear o liquidante que deverá atuar nesse período.

Artigo 32 Aos casos omissos, aplicar-se-ão as disposições da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

26.12.2008

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

ANEXO B

Ata de Reunião do Conselho de Administração que deliberou sobre a realização da
Emissão datada de 23 de outubro de 2009

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

REDE ENERGIA S.A.
CNPJ/MF Nº 61.584.140/0001-49
NIRE 35.300.029.780
Companhia Aberta

ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Aos 23 (vinte e três) dias do mês de outubro de 2009, às 09:00 horas, na Avenida Paulista, nº 2.439 – 12º andar – São Paulo - SP, reuniram-se os membros do Conselho de Administração da Companhia, infra-assinados, em número legal para deliberação. Iniciados os trabalhos, assumiu a presidência da reunião o Presidente do Conselho de Administração Dr. Jorge Queiroz de Moraes Junior que convidou a mim Sebastião Bimbatí para secretariá-lo.

O Presidente esclareceu que a presente reunião tinha por finalidade deliberar sobre a autorização da quarta emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, de forma nominativa e escritural, da espécie quirografária, de emissão da Companhia, em montante de até R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais).

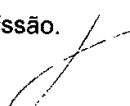
Dando prosseguimento, os membros do Conselho de Administração, nos termos do artigo 18, alínea "I" do Estatuto Social vigente, por votação unânime dos presentes:

- a) Aprovaram a quarta emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, de emissão da Companhia, composta por 370.000 (trezentos e setenta mil) debêntures, da forma nominativa e escritural, da espécie quirografária, com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais) ("Emissão"), perfazendo na data de emissão ("Data de Emissão"), o montante de até R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais), sendo R\$300.000.000,00 (trezentos milhões de reais) sob regime de garantia firme de subscrição, e R\$70.000.000,00 (setenta milhões de reais) sob regime de melhores esforços, outorgados à Companhia pelo Banco do Nordeste do Brasil S.A.

EAATAS\Rede Energia\RCA\2009\RCA_REDE_4 Emissao Debentures Simples BNB.doc


("BNB" ou "Coordenador Líder"). A Emissão poderá ser majorada em até 15% (quinze por cento) nos termos do disposto no artigo 24, *caput*, da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM 400"), e/ou até 20% (vinte por cento), nos termos do disposto no artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, conforme os termos e condições estabelecidos no "Instrumento Particular de Escritura da Quarta Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em Série Única, da Rede Energia S.A." ("Escritura"). A taxa de remuneração será fixada após procedimento de coleta de intenções ("Bookbuilding") a ser conduzido pelo Coordenador Líder junto aos investidores e oportunamente ratificadas em reunião deste Conselho.

Delegar poderes à diretoria da Companhia para (i) tomar todas as providências necessárias à efetivação da Emissão ora aprovada junto a entidades públicas e privadas e, inclusive, não se limitando, às providências para obtenção do registro para distribuição pública perante a CVM, contratação de instituições financeiras autorizadas a prestar serviços de estruturação de intermediação da Emissão, de banco mandatário, banco escriturador das Debêntures, entidades de mercado de balcão organizado, bolsa de valores, auditores independentes, advogados, agências de classificação de risco, agências de publicidade, agências reguladoras e demais instituições que se façam necessárias à implementação da Emissão; (ii) praticar todos os atos e providências necessários à formalização, efetivação e administração das deliberações desta reunião, incluindo, mas não se limitando a, firmar e aditar a Escritura, o "Instrumento Particular de Contrato de Coordenação, Colocação e Distribuição Pública de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em Série Única, sob o Regime de Garantia Firme da Quarta Emissão da Rede Energia S.A." ("Contrato de Distribuição"), assim como os demais contratos aplicáveis e outros documentos relativos à Emissão; e (iii) ratificar todos os atos anteriormente praticados pela diretoria no âmbito da Emissão.



Nada mais havendo a ser tratado, foram encerrados os trabalhos e impressa a presente ata, que lida e achada conforme, segue assinada por todos os presentes. São Paulo, 23 de outubro de 2009. (a.a.) **Presidente** – Jorge Queiroz de Moraes Junior. **Secretário**: Sebastião Bimbatí. **Conselheiros**: Jorge Queiroz de Moraes Junior; Alberto José Rodrigues Alves, Sebastião Bimbatí, Plácido Gonçalves Meirelles; Omar Bittar, Antonio da Cunha Braga, Joaquim Dias de Castro, João Carlos Hopp e Martus Antonio Rodrigues Tavares. **Conselheiro Fiscal**: Annibal Ribeiro do Valle Filho.

A presente ata confere com o original lavrado no livro nº 04 de registro de atas das reuniões do Conselho de Administração da Companhia, às folhas 6 a 8.


Jorge Queiroz de Moraes Junior
Presidente


Sebastião Bimbatí
Secretário

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

ANEXO C

Ata de Reunião do Conselho de Administração da Empresa de Eletricidade Vale
Paranapanema S.A. e ata de Reunião da Diretoria da Denerge – Desenvolvimento
Energético S.A. que deliberou sobre a realização da Emissão e aprovou a concessão de
garantias

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A.
CNPJ/MF Nº 60.876.075/0001-62
NIRE 35.300.041.887

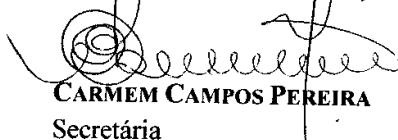
ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Aos 23 (vinte e três) dia do mês de outubro de 2009, às 12:00 horas, na sede social, na Avenida Paulista nº 2439, 4º andar, São Paulo, SP, reuniram-se os membros do Conselho de Administração da sociedade, infra-assinados, em número legal para deliberação. Iniciados os trabalhos, assumiu a presidência da reunião o Presidente do Conselho de Administração Dr. Jorge Queiroz de Moraes Junior que convidou a mim Carmem Campos Pereira para secretariá-lo. O Presidente esclareceu que a reunião tinha por finalidade aprovar a prestação de garantia em favor da controlada REDE ENERGIA S.A., em operação de emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, no valor total de até R\$ 370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais).

Dando prosseguimento, o Conselho de Administração, por votação unânime dos presentes, aprovou a prestação de garantia na forma de aval ou fiança, em favor da controlada REDE ENERGIA S.A. em operação de emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, no valor total de até R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais), sob os regimes de melhores esforços e garantia firme de colocação a serem outorgados à Companhia pelo Banco do Nordeste do Brasil S.A, que também será o Coordenador Líder da emissão, ficando autorizada a majoração da emissão nos termos da RCA da REDE ENERGIA S.A.. O Conselho de Administração delegou à Diretoria da Companhia os poderes para praticar todos os atos e assinar todos os documentos que se fizerem necessários à concessão e formalização das garantias ora aprovadas.

Nada mais havendo a ser tratado, foram encerrados os trabalhos e impressa a presente ata, que lida e achada conforme, segue assinada por todos os presentes. São Paulo, 23 de outubro de 2009. (a.a.) **Presidente:** Jorge Queiroz de Moraes Junior. **Secretária:** Carmem Campos Pereira. **Conselheiros:** Jorge Queiroz de Moraes Junior, Carmem Campos Pereira, Alberto José Rodrigues Alves, Plácido Gonçalves Meirelles, José Eduardo Costanzo, Sebastião Bimbati, Omar Bittar, Antonio Eugênio Artigas Giorgi e Fernando Artigas Giorgi.

A presente ata confere com o original lavrado no livro nº 03 de registro de atas de reuniões do Conselho de Administração da sociedade, à folha 16.


CARMEM CAMPOS PEREIRA
Secretária

DENERGE - DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A.

CNPJ/MF nº 45.661.048/0001-89

NIRE 35.300.088.182

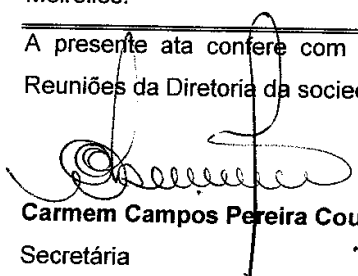
ATA DE REUNIÃO DA DIRETORIA

Aos 21 (vinte e um) dias do mês de outubro de 2009, às 16:00 horas, na sede social, na Avenida Paulista, nº 2439 – 3º andar/parte – São Paulo – SP, reuniram-se os membros da Diretoria Executiva da sociedade, infra-assinados, em número legal para deliberação. Iniciados os trabalhos, assumiu a presidência da reunião o Diretor Presidente Dr. Jorge Queiroz de Moraes Junior que convidou a mim Carmem Campos Pereira Coura para secretariá-lo. O Presidente esclareceu que a reunião tinha por finalidade aprovar a prestação de garantia, pela Companhia, em favor da controlada REDE ENERGIA S.A., em operação de emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, em duas séries, da espécie quirografária, no valor total de até R\$ 370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais).

Dando prosseguimento, a Diretoria Executiva, por votação unânime dos presentes, aprovou a prestação de garantia, pela Companhia, na forma de aval ou fiança em favor da controlada, REDE ENERGIA S.A., em operação de emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, em duas séries, da espécie quirografária, no valor total de até R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais), podendo ser majorada nos termos da Reunião do Conselho de Administração da REDE ENERGIA S.A..

Nada mais havendo a ser tratado, foram encerrados os trabalhos e impressa a presente ata, que lida e achada conforme segue assinada por todos os presentes. São Paulo, 21 de outubro de 2009. **Presidente** - Jorge Queiroz de Moraes Junior – **Secretária** – Carmem Campos Pereira Coura. **Diretores:** Jorge Queiroz de Moraes Junior, Carmem Campos Pereira Coura, Valdir Jonas Wolf, Alberto José Rodrigues Alves e Plácido Gonçalves Meirelles.

A presente ata confere com o original lavrado no Livro nº 01 de Registro das Atas de Reuniões da Diretoria da sociedade, à fl. 42.



Carmem Campos Pereira Coura
Secretária

ANEXO D

Ata de Reunião do Conselho de Administração que Deliberou sobre a taxa de remuneração das Debêntures realizada em 18 de dezembro de 2009.

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

REDE ENERGIA S.A.
CNPJ/MF Nº 61.584.140/0001-49
NIRE 35.300.029.780
Companhia Aberta

ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Aos 18 (dezoito) do mês de dezembro de 2009, às 13:00 horas, na Avenida Paulista, nº 2439 – 12º andar – São Paulo - SP, reuniram-se os membros do Conselho de Administração da Companhia, infra-assinados, em número legal para deliberação. Iniciados os trabalhos, assumiu a presidência da reunião o Presidente do Conselho de Administração Dr. Jorge Queiroz de Moraes Junior que convidou a mim Alberto José Rodrigues Alves para secretariá-lo.

O Presidente esclareceu que a presente reunião tinha por finalidade: (i) deliberar acerca do resultado do procedimento de coleta de intenção junto aos investidores; e (ii) deliberar acerca da ratificação dos atos já praticados pela Diretoria necessários à consecução da já mencionada Emissão.

Dando prosseguimento, os membros do Conselho de Administração, nos termos do artigo 18, alínea "i" do Estatuto Social vigente e da Ata de Reunião deste Conselho realizada em 23 de outubro de 2009, por votação unânime dos presentes:

a) Aprovar a emissão de 370.000 (trezentos e setenta mil) Debêntures em série única;

b) Aprovar o procedimento de coleta de intenções junto a investidores para retificar a remuneração das Debêntures no âmbito da Emissão que foi aprovada na Reunião do Conselho de Administração realizada em 23 de outubro de 2009, alterando conforme segue: as Debêntures renderão juros correspondentes à acumulação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, "over extra grupo", apuradas e divulgadas diariamente pela CETIP, no informativo diário disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>) ("Taxa DI"),

expressas na forma percentual e calculadas diariamente e capitalizadas de um spread de 3,40% (três inteiros e quarenta centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário ainda não amortizado; e

c) Aprovar a ratificação dos atos praticados pela Diretoria necessários à consecução da já mencionada Emissão.

Nada mais havendo a ser tratado, foram encerrados os trabalhos e impressa a presente ata, que lida e achada conforme, segue assinada por todos os presentes. São Paulo, 18 de dezembro de 2009. (a.a.) **Presidente** – Jorge Queiroz de Moraes Junior. **Secretário**: Alberto José Rodrigues Alves. **Conselheiros**: Jorge Queiroz de Moraes Junior; Alberto José Rodrigues Alves, Sebastião Bimbati, Plácido Gonçalves Meirelles; Omar Bittar, Antonio da Cunha Braga, Joaquim Dias de Castro, João Carlos Hopp e Martus Antonio Rodrigues Tavares. **Conselheiro Fiscal**: Annibal Ribeiro do Valle Filho.

A presente ata confere com o original lavrado no livro nº 04 de registro de atas das reuniões do Conselho de Administração da Companhia, às folhas 13 e 14.



Jorge Queiroz de Moraes Junior
Presidente



Alberto José Rodrigues Alves
Secretário

ANEXO E

Declarações de Veracidade das Informações do Prospecto dadas pela Companhia e pelo
Coordenador Líder.

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO



DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400

Rede Energia S.A., companhia aberta de capital autorizado constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Avenida Paulista, nº 2.439, 5º andar, na Cidade São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.584.140/0001-49 ("**Emissora**" ou "**Companhia**"), representada pelos seus diretores estatutários infra-assinados, na qualidade de emissora de debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em série única ("**Debêntures**") que serão objeto da quarta distribuição pública ("**Emissão**"), no valor de R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais), exclusivamente para fins do processo de registro da Emissão perante a Comissão de Valores Mobiliários - CVM ("**CVM**"), declara e atesta, nos termos do art. 56 da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 ("**Instrução CVM 400**");

- (i) a veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro e fornecidas ao mercado durante a distribuição, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;
- (ii) que o Prospecto Preliminar de Distribuição Pública de Debêntures Simples da Quarta Emissão da Rede Energia S.A. ("Prospecto Preliminar") contém e o Prospecto Definitivo de Distribuição Pública de Debêntures Simples da Quarta Emissão da Rede Energia S.A. ("Prospecto Definitivo") conterá, nas datas de suas respectivas publicações, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Debêntures a serem ofertadas e da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes; e
- (iii) que o Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM 400.

Com os protestos de elevada estima e consideração, subscreve-se,

São Paulo, 26 de outubro de 2009.

Nome: Carmem Campos Pereira
Cargo: Diretora Presidente e de
Relação com Investidores

Rede Energia S.A.

Nome: Alexei Macorin Vivan
Cargo: Diretor Gerente



**DECLARAÇÃO DO COORDENADOR LÍDER
PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM N.º 400**


BANCO DO NORDESTE DO BRASIL S.A., instituição financeira múltipla, organizada sob a forma de sociedade anônima aberta de economia mista, com sede na cidade de Fortaleza, Estado do Ceará, na Avenida Pedro Ramalho, nº 5.700, inscrita no CNPJ sob o nº 07.237.373/0001-20, neste ato representado na forma de seu Estatuto Social ("Coordenador Líder" ou "BNB"), na qualidade de coordenador líder da distribuição pública de 370.000 (trezentas e setenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em série única ("Emissão"), com valor nominal unitário de R\$1.000,00 (um mil reais) ("Debêntures"), perfazendo o montante de R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais) na data de emissão ("Data de Emissão"), exclusivamente para fins do processo de registro da Emissão perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM ("CVM"), declara, nos termos do art. 56 da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400") que tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência, para assegurar que:

- (i) as informações prestadas pela Emissora fossem verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Emissão; e
- (ii) as informações fornecidas ao mercado durante todo o prazo da Emissão, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro da Emissora, que venham a integrar o prospecto preliminar e o prospecto definitivo, fossem suficientes, permitindo aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Emissão.

Adicionalmente, o Coordenador Líder declara que o prospecto preliminar da Emissão contém e o prospecto definitivo da Emissão conterá as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Emissão, das Debêntures, da Emissora, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes, bem como que o prospecto preliminar da Emissão foi e o prospecto definitivo da Emissão será preparado de acordo com as normas pertinentes.

Fortaleza, 26 de outubro de 2009.

BANCO DO NORDESTE DO BRASIL S.A.


Fernando Passos
Área de Operações Financeiras
e Mercado de Capitais
Superintendente

ANEXO F

Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia e suas Controladas, Relativas
aos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de Dezembro de 2008, 2007 e 2006 e
respectivo Pareceres dos Auditores Independentes

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

REDE ENERGIA S.A. E CONTROLADAS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS
REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007
E PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

A BDO International é uma rede mundial de empresas de auditoria denominadas firmas-membro BDO, com presença em 111 países e 626 escritórios. Cada firma-membro é uma entidade juridicamente independente em seu próprio país. A BDO Trevisan é firma-membro da rede BDO International desde 2004.

REDE ENERGIA S.A. E CONTROLADAS

**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS
REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007**

CONTEÚDO

Parecer dos auditores independentes

Quadro 1 - Balanços patrimoniais

Quadro 2 - Demonstração dos resultados

Quadro 3 - Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Quadro 4 - Demonstração dos fluxos de caixa

Quadro 5 - Demonstração do valor adicionado

Quadro 6 - Balanço social - Informação adicional

Notas explicativas às demonstrações financeiras



BDO Trevisan

BDO Trevisan Auditores Independentes
Rua Bela Cintra, 952 - 3º andar
São Paulo - SP - Brasil
01415-000

Tel.: +55 (11) 3138-5000
Fax.: +55 (11) 3138-5227
www.bdotrevisan.com.br

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Acionistas e Administradores da
Rede Energia S.A.
São Paulo - SP

1. Examinamos o balanço patrimonial da Rede Energia S.A., ("Companhia e Consolidado"), levantado em 31 de dezembro de 2008, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido ("Companhia"), do fluxo de caixa e do valor adicionado correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.
2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia; b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas no parágrafo 1, representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Rede Energia S.A. ("Companhia e Consolidado") em 31 de dezembro de 2008, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido ("Companhia"), o seu fluxo de caixa e o valor adicionado nas operações, correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.



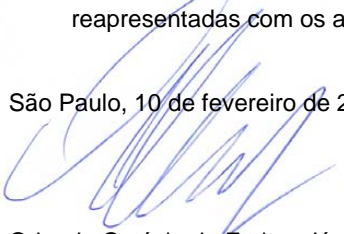
BDO Trevisan

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Acionistas e Administradores da
Rede Energia S.A.
São Paulo - SP

4. Conforme detalhado na Nota Explicativa nº. 38 às demonstrações financeiras, em decorrência da segunda revisão tarifária periódica e do reajuste tarifário anual, previstos nos contratos de concessão, a ANEEL homologou, em caráter provisório, o reposicionamento tarifário das controladas diretas, Empresa Elétrica Bragantina S.A., Companhia Nacional de Energia Elétrica, Companhia Força e Luz do Oeste, Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – Celtins, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – Cemat, Centrais Elétricas do Pará S.A. – Celpa, Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – Enersul, Caiuá Distribuição de Energia S.A., Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S. A. Os possíveis efeitos decorrentes da revisão e do reajuste definitivos, se houver, serão refletidos na posição patrimonial e financeira da Companhia e de suas controladas em exercícios subseqüentes.
5. Anteriormente, auditamos as demonstrações financeiras da Companhia, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, compreendendo o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos daquele exercício, além das informações suplementares compreendendo as demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado, sobre as quais emitimos parecer sem ressalva, datado de 19 de fevereiro de 2008. Conforme mencionado na nota explicativa nº. 3, as práticas contábeis adotadas no Brasil foram alteradas a partir de 1º de janeiro de 2008. As demonstrações financeiras, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, apresentadas de forma conjunta com as demonstrações financeiras de 2008, foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil vigentes até 31 de dezembro de 2007 e, como permitido pelo Pronunciamento Técnico CPC nº. 13 - Adoção inicial da Lei nº. 11.638/07 e da Medida Provisória nº. 449/08, não estão sendo reapresentadas com os ajustes para fins de comparação entre os exercícios.

São Paulo, 10 de fevereiro de 2009


Orlando Octávio de Freitas Júnior
Sócio-contador
CRC 1SP178871/O-4
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013439/O-5

* * *

REDE ENERGIA S.A. E CONTROLADAS

(Valores expressos em milhares de reais)

(Valores expressos em milhares de reais)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QUADRO 2 (página 1)

REDE ENERGIA S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007

(Valores expressos em milhares de reais, exceto lucro líquido por lote de mil ações)

Notas	Companhia		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
		Reclassificado		Reclassificado
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Fornecimento de energia elétrica	32	-	5.798.296	4.974.913
Suprimento de energia elétrica	32	-	201.797	113.987
Outras receitas	32	-	75.048	90.768
		-	6.075.141	5.179.668
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
ICMS		-	(1.195.125)	(1.063.280)
PIS - Corrente		-	(102.881)	(92.450)
PIS - Diferido		-	(3.063)	5.775
COFINS - Corrente		-	(469.518)	(427.960)
COFINS - Diferido		-	(12.517)	(27.331)
Quota para a reserva global de reversão - RGR		-	(50.015)	(37.655)
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC		-	(139.470)	(121.061)
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		-	(77.882)	(79.207)
Outras		-	(28.914)	(36.308)
		-	(2.079.385)	(1.879.477)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA				
		-	3.995.756	3.300.191
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA				
Energia elétrica comprada para revenda	33	-	(1.733.834)	(1.283.503)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		-	(222.918)	(159.352)
		-	(1.956.752)	(1.442.855)
CUSTO DE OPERAÇÃO				
Pessoal		-	(178.561)	(138.202)
Material		-	(35.421)	(31.306)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica		-	(268.083)	(239.950)
Serviços de terceiros		-	(298.238)	(207.944)
Depreciação e amortização		-	(324.026)	(307.778)
Arrendamento e aluguéis		-	(12.198)	(19.068)
Subvenção - CCC		-	274.713	255.896
Outras despesas		-	(33.618)	(31.458)
		-	(875.432)	(719.810)
Custo do serviço prestado a terceiros		-	(3.734)	(10.312)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO				
		-	1.159.838	1.127.214
DESPESAS OPERACIONAIS				
Despesas com vendas	34	-	(144.210)	(162.606)
Despesas gerais e administrativas	34	(4.322)	(6.337)	(237.131)
Outras despesas operacionais	34	(73)	(18.226)	(25.158)
		(4.395)	(3.697)	(424.895)
RESULTADO DO SERVIÇO				
		(4.395)	727.728	702.319
Resultado de participações societárias		3.703	(20.063)	(23.496)

QUADRO 2 (página 2)

REDE ENERGIA S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007

(Valores expressos em milhares de reais, exceto lucro líquido por lote de mil ações)

Notas	Companhia		Consolidado	
	2008	2007 Reclassificado	2008	2007 Reclassificado
RESULTADO FINANCEIRO				
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	6.815	17.809	50.140	53.227
Juros ativos	114.650	112.014	150.833	92.752
Acréscimos moratórios - Energia vendida	-	-	65.366	51.546
Variação monetária - moeda nacional	-	-	(5.501)	1.671
Variação monetária - moeda estrangeira	-	120.541	30.326	205.870
Marcação a Mercado - Lei nº 11.638/07	772.351	-	772.351	-
Outras	35 14.608	9.420	139.419	38.773
	908.424	259.784	1.202.934	443.839
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	(257.777)	(258.342)	(462.873)	(377.034)
Variação monetária - moeda nacional	(2.735)	(6.433)	9.132	(32.656)
Variação monetária - moeda estrangeira	(332.940)	(5.101)	(636.329)	(12.457)
Acréscimos moratórios - Energia comprada	-	-	-	(14.944)
Juros e multas	(2.623)	(3.057)	(157.387)	(183.205)
Juros sobre o capital próprio	-	-	(1.504)	(39.201)
Outras	35 (13.757)	(24.306)	(140.017)	(160.678)
	(609.832)	(297.239)	(1.388.978)	(820.175)
Resultado financeiro	298.592	(37.455)	(186.044)	(376.336)
OUTROS RESULTADOS				
Receitas	36 1.811	376	15.292	11.264
Despesas	36 (10.042)	(31)	(77.933)	(36.780)
Total outros resultados	(8.231)	345	(62.641)	(25.516)
RESULTADO OPERACIONAL	289.669	19.648	458.980	276.971
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL				
Corrente	-	(25)	(130.983)	(158.744)
Diferido	(84.331)	9.047	(41.657)	36.258
	(84.331)	9.022	(172.640)	(122.486)
LUCRO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES E DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	205.338	28.670	286.340	154.485
Participações dos administradores	-	-	(2.137)	(4.673)
Participações de partes beneficiárias	-	-	(4.963)	(6.622)
LUCRO ANTES DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO E DA PARTICIPAÇÃO DE MINORITÁRIOS	205.338	28.670	279.240	143.190
Reversão dos juros sobre o capital próprio	-	-	1.504	39.201
LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS MINORITÁRIOS	205.338	28.670	280.744	182.391
Participação minoritária nos resultados das controladas	-	-	(75.406)	(153.721)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	205.338	28.670	205.338	28.670
Lucro líquido por lote de mil ações - R\$	566,80	168,81	637,55	94,06

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QUADRO 3

REDE ENERGIA S.A. E CONTROLADAS

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007
(Valores expressos em milhares de reais)**

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de reavaliação	Prejuízos acumulados	Total do patrimônio líquido	Recursos destinados a aumento de capital	Total do patrimônio líquido
Notas	31	31	18				
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006	538.052	4.458	687.855	(475.290)	755.075	-	755.075
Aumento de capital conforme AGE de 29 de junho de 2007	61.324	-	-	-	61.324	-	61.324
Reversão de reserva de reavaliação em controladas	-	-	(6.833)	-	(6.833)	-	(6.833)
Realização de reserva de reavaliação em controladas	-	-	(61.557)	61.557	-	-	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	28.670	28.670	-	28.670
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 (Reclassificado)	599.376	4.458	619.465	(385.063)	838.236	-	838.236
Ajuste de adoção inicial da Lei 11.638/07	-	-	-	(17.329)	(17.329)	-	(17.329)
Ajuste de adoção inicial da Lei 11.638/07 em controladas	-	-	-	(7.075)	(7.075)	-	(7.075)
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	114.737	114.737
Aumento de capital conforme AGE de 6/11/2008	115.176	-	-	-	115.176	(114.737)	439
Reversão de reserva de reavaliação em controladas	-	-	(60.075)	60.075	-	-	-
Realização de reserva de reavaliação em controladas	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	205.338	205.338	-	205.338
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008	714.552	4.458	559.390	(144.054)	1.134.346	-	1.134.346

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QUADRO 4

REDE ENERGIA S.A. E CONTROLADAS

**DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007
(Valores expressos em milhares de reais)**

ATIVIDADES OPERACIONAIS	Nota	Companhia		Consolidado	
		2008	2007 Reclassificado	2008	2007 Reclassificado
Lucro do exercício		205.338	28.670	205.338	28.670
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:					
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		-	-	(5.118)	(3.817)
Depreciação e amortização		-	-	341.235	323.843
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais - líquidas		359.180	82.423	1.115.577	421.790
Resultado de participações societárias		(3.703)	(60.455)	20.063	23.496
Provisão para contingências - líquido das reversões		-	-	(1.100)	(1.569)
Baixa de imobilizado		-	-	48.638	157.115
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação		(23.315)	(9.047)	(65.829)	(56.793)
(Ganho)/perda na alienação de bens e direitos do ativo permanente		-	-	(1.732)	(2.963)
Ativo/passivo regulatório		-	-	(145.164)	(41.223)
Créditos tributários diferidos		(159.389)	(9.047)	(164.499)	15.773
Participação dos minoritários no resultado		-	-	75.406	153.721
Ajustes à Lei 11.638/07		(518.316)	-	(501.600)	-
Outras		(11.210)	5.910	(6.179)	13.964
Subtotal		(151.415)	38.454	915.036	1.032.007
(Aumento) redução nas contas do ativo circulante e realizável a longo prazo					
Consumidores, concessionárias e permissionárias				(177.028)	(58.857)
Estoques				14.997	10.377
Serviços em curso		(10.212)	(337)	(21.182)	(7.491)
Rendas a receber		(1.865)	91.243	(31.843)	11.312
Cauções e depósitos vinculados a litígios		27.113	(31.395)	32.113	(41.753)
Despesas pagas antecipadamente e ativos regulatórios		15.506	(71.901)	75.189	148.403
Créditos compensáveis em recolhimentos futuros		(14.021)	(12.229)	(64.845)	(21.771)
Outros créditos		10.798	8.876	38.138	(40.505)
Valor líquido representado por inclusões e exclusões de controladas em decorrência principalmente de operação de permuta		(81.734)	-	(247.524)	-
Serviços prestados, títulos e valores mobiliários e devedores diversos		(7.692)	(876)	22.303	(12.744)
		(62.107)	(16.619)	(359.682)	(13.029)
Aumento (redução) nas contas do passivo circulante e não circulante					
Fornecedores		319	(404)	(10.673)	3.894
Pagamentos de encargos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	22	(51.204)	(186.088)	(408.189)	(419.897)
Consumidores		-	-	2.177	13.410
Folha de pagamento e provisões trabalhistas		-	-	3.538	1.679
Impostos, contribuições sociais e parcelamentos		(7.231)	3.053	(167.767)	(161.295)
Taxas regulamentares		-	-	(10.979)	(387)
Dividendos e juros sobre o capital próprio		-	-	8.009	99.686
Outros credores		(4.345)	(8.841)	5.853	(118.062)
Obrigações estimadas		-	-	27.546	(977)
Variação na participação de controlada		-	-	(30.596)	(181.638)
Resultado de exercícios futuros		-	(56.000)	-	(56.000)
Passivos regulatórios		-	-	(102.722)	(56.534)
Entidade previdência privada e outras obrigações		155	2	29.631	9.138
		(62.306)	(248.278)	(654.172)	(866.983)
Total das Atividades Operacionais		(275.828)	(226.443)	(98.818)	151.995
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Alienação de bens e direitos do Ativo Permanente				54.059	12.230
Em Investimento		(160.987)	(93.992)	(124.441)	(21.945)
No Imobilizado		-	(9)	(1.482.764)	(1.261.754)
Acréscimo de obrigações especiais		-	-	423.758	355.573
Deságio na aquisição de participações societárias		104.587	-	188.937	-
Outras		-	-	-	(3.376)
Total das Atividades de Investimentos		(56.400)	(94.001)	(940.451)	(919.272)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Aumento de capital e adiantamentos para futuro aumento de capital		115.176	61.324	115.176	61.324
Empréstimos com partes relacionadas - líquido	22	(105.457)	(450.963)	(37.887)	(29.036)
Novos empréstimos e financiamentos		227.000	1.515.058	1.738.270	2.542.535
Pagamentos de empréstimos - principal	22	(51.288)	(722.564)	(655.147)	(1.565.947)
Pagamentos de debêntures - principal		(14.696)	(129.774)	(337.500)	(129.774)
(Pagamentos)/recebimentos de juros sobre o capital próprio e dividendos		41.842	182.961	-	-
Total das Atividades de Financiamento		212.577	456.042	822.912	879.102
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES		(119.651)	135.598	(216.357)	111.825
Caixa e equivalentes no início do exercício		138.568	2.970	612.309	500.484
Caixa e equivalentes no fim do exercício		18.917	138.568	395.952	612.309
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES		(119.651)	135.598	(216.357)	111.825
INFORMAÇÕES SUPLEMENTARES:					
Imposto de Renda Pessoa Jurídica pago		1.805	-	48.364	80.594
Contribuição Social Pessoa Jurídica paga		1.628	-	22.369	38.135

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QUADRO 5

REDE ENERGIA S.A. E CONTROLADAS

**DEMONSTRAÇÃO DOS VALORES ADICIONADOS - DVA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007
(Valores expressos em milhares de reais)**

CONSOLIDADO	2008	%	2007	%
			Reclassificado	
1. GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas de vendas de energia elétrica, serviços e outras	6.075.141		5.179.668	
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	2.477		3.817	
Resultado não operacional	(66.864)		(25.516)	
Total	6.010.754		5.157.969	
2. (-) INSUMOS				
Custo do serviço de energia elétrica	(1.956.752)		(1.442.855)	
Serviços de terceiros	(507.857)		(423.961)	
Materiais	(48.803)		(45.709)	
Matéria-prima e insumo p/ prod. de energia elétrica	(268.083)		(239.950)	
Quota - CCC	274.713		255.896	
Outros custos operacionais	(72.610)		(90.834)	
Total	(2.579.392)		(1.987.413)	
3. VALOR ADICIONADO BRUTO (1-2)	3.431.362		3.170.556	
4. RETENÇÕES				
Quotas de reintegrações (depreciação e amortização)	(341.263)		(231.913)	
5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	3.090.099		2.938.643	
6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Resultado de equivalência patrimonial	(36.003)		(23.496)	
Receitas financeiras	1.202.933		443.839	
Total	1.166.930		420.343	
7. VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR (5+6)	4.257.029	100,0	3.358.986	100,0
8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Do Trabalho				
Remunerações	205.821	4,8	177.538	5,3
Encargos Sociais (exceto INSS)	15.351	0,4	13.180	0,4
Entidades de previdência privada	2.820	0,1	2.955	0,1
Indenização s/ o saldo do FGTS	5.427	0,1	5.333	0,2
Programa incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	5.418	0,1	2.011	0,1
Programa de Alimentação do Trabalhador - PAT	21.567	0,5	16.917	0,5
Convênios assistenciais e outros benefícios	21.028	0,5	16.183	0,5
Diversos	2.034	0,1	1.013	-
Custo dos serviços prestados	1.519	-	2.259	0,1
Transferências p/ ordens	(20.290)	(0,5)	(28.452)	(0,8)
Total	260.695	6,1	208.937	6,4
Do Governo				
Imposto de renda e contribuição social	168.418	4,0	122.486	3,6
PIS/COFINS s/ faturamento	587.980	13,8	541.966	16,1
INSS (sobre folha de pagamento)	43.281	1,0	39.262	1,2
ICMS	1.203.520	28,3	1.067.846	31,8
RGR (quota p/ Reserva Global de Reversão)	50.015	1,2	37.655	1,1
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis	117.436	2,8	121.061	3,6
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético	87.686	2,1	79.207	2,4
Outras obrigações intrassetoriais	39.551	0,9	34.929	1,0
Outros encargos	20.180	0,5	64.125	1,9
Total	2.318.067	54,6	2.108.537	62,7
Do Capital de Terceiros				
Encargos de dívidas e variações monetárias	1.077.631	25,3	413.623	12,3
Aluguéis e arrendamentos	25.459	0,6	117.171	3,5
Outras despesas financeiras	309.842	7,3	328.327	9,8
Total	1.412.932	33,2	859.121	25,6
Do Capital Próprio				
Dividendos	25.200	0,5	150.258	4,4
Juros sobre o capital próprio	1.504	-	36.200	1,1
Realização de reservas	(5.159)	(0,1)	(8.665)	(0,3)
Lucros retidos	411.565	9,7	203.665	6,1
Prejuízo do exercício	(92.369)	(2,2)	(56.252)	(1,7)
Participação dos minoritários	(75.406)	(1,8)	(142.815)	(4,3)
Total	265.335	6,1	182.391	5,3
TOTAL	4.257.029	100,0	3.358.986	100,0

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QUADRO 6

REDE ENERGIA S.A. E CONTROLADAS

BALANÇOS SOCIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007
(Valores expressos em milhares de reais)

<u>CONSOLIDADO</u>	<u>2008</u>			<u>2007</u>		
1. Base de Cálculo						
Receita Líquida (RL)	3.995.756			3.300.191		
Resultado Operacional (RO)	458.980			276.971		
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	328.000			273.773		
	% sobre			% sobre		
	<u>R\$</u>	<u>FPB</u>	<u>RL</u>	<u>R\$</u>	<u>FPB</u>	<u>RL</u>
2. Indicadores Sociais Internos						
Alimentação	26.066	7,9	0,7	20.475	7,5	0,6
Encargos sociais compulsórios	66.319	20,2	1,7	54.011	19,7	1,6
Previdência privada	2.876	0,9	0,1	2.969	1,1	0,1
Saúde	15.911	4,9	0,4	13.244	4,8	0,4
Segurança e medicina no trabalho	4.268	1,3	0,1	2.991	1,1	0,1
Educação	676	0,2	-	1.269	0,5	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	2.788	0,9	0,1	2.951	1,1	0,1
Auxílio-creche	895	0,3	-	233	0,1	-
Participação dos empregados nos lucros ou resultados	6.681	2,0	0,2	3.432	1,3	0,1
Participação dos administradores no resultado	1.605	0,5	-	4.673	1,7	0,1
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	5.528	1,7	0,1	2.013	0,7	0,1
Vale-transporte - excedente	1.850	0,6	-	1.610	0,6	-
Outros benefícios	2.358	0,7	0,1	1.838	0,7	0,1
	137.821	42,1	3,5	111.709	40,9	3,3
	% sobre			% sobre		
	<u>R\$</u>	<u>RO</u>	<u>RL</u>	<u>R\$</u>	<u>RO</u>	<u>RL</u>
3. Indicadores Sociais Externos						
Educação - Fundação Aquarela	2.455	0,5	0,1	2.531	0,9	0,1
Cultura	1.224	0,3	-	2.837	1,0	0,1
Esporte e lazer	141	-	-	255	0,1	-
Combate à fome e segurança alimentar	-	-	-	18	-	-
Doações/contribuições	8.190	1,8	0,2	10.634	3,8	0,3
Subtotal	12.010	2,6	0,3	16.275	5,8	0,5
Programas Sociais:						
Programa Nacional de Universalização - Luz para Todos	703.011	153,2	17,6	501.735	181,3	15,2
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	4.761	1,0	0,1		0,1	-
Programa Universalização	34.292	7,5	0,9	26.223	9,5	0,8
Outros	437	0,1	-	6.032	2,2	0,2
Subtotal	742.501	161,8	18,6	533.990	193,1	16,2
Total de contribuições para a sociedade	754.511	164,4	18,9	550.265	198,9	16,7
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.974.852	430,3	49,4	1.903.069	687,1	57,7
Total Indicadores Sociais Externos	2.729.363	594,7	68,3	2.453.334	886,0	74,4
	% sobre			% sobre		
	<u>R\$</u>	<u>RO</u>	<u>RL</u>	<u>R\$</u>	<u>RO</u>	<u>RL</u>
4. Indicadores Ambientais						
Estação ecológica - Fauna/Flora	3.073	0,7	0,1	322	0,1	-
Subtotal	3.073	0,7	0,1	322	0,1	0,0
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa						
Fundo Nacional de Desenv. Científico e Tecnológico - FNDCT	8.177	1,8	0,2	8.638	3,1	0,3
Estudo de Pesquisa Energética - EPE (MME)	4.397	1,0	0,1	3.987	1,4	0,1
Programa de Eficiência Energética - PEE	18.565	4,0	0,5	14.177	5,1	0,4
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	8.490	1,8	0,2	8.191	3,0	0,2
Total de investimentos relacionados com a prod./operação da empresa	39.629	8,6	1,0	34.993	12,6	1,0
Total de indicadores ambientais e invest. relac. com a prod./op. da empresa	42.702	9,3	1,1	35.315	12,7	1,0
<p>Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa</p> <p>(X) não possui metas () cumpre de 51 a 75% (X) não possui metas () cumpre de 51 a 75%</p> <p>() cumpre de 0 a 50% () cumpre de 76 a 100% () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 76 a 100%</p>						

5. Indicadores do Corpo Funcional (*)

	2008 (em unidades)	2007 (em unidades)
Nº de empregados no final do período	6.368	5.534
Escolaridade dos empregados:		
Superior e extensão universitária	1.972	1.285
2º grau	3.794	3.514
1º grau	602	735
Faixa etária dos empregados:		
Abaixo de 30 anos	1.862	1.693
De 30 até 45 anos (exclusive)	3.119	2.799
Acima de 45 anos	1.387	1.042
Nº de admissões durante o período	684	543
Nº de empregados desligados no período	626	581
Nº de mulheres que trabalham na empresa	1.637	1.407
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de mulheres	-	-
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de gerentes	-	-
Nº de negros que trabalham na empresa	289	250
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de negros	-	-
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de gerentes	-	-
Nº de empregados portadores de deficiência física	244	220
Nº de dependentes	10.896	10.601
Nº de estagiários	211	227
Nº de empregados terceirizados/temporários	6.848	4.472

6. Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial

	2008			METAS 2009		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	15,19			ND		
Número total de acidentes de trabalho	113			90		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + CIPA	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolve	(X) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolverá	(X) seguirá as normas da OIT	() incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não serão considerados	() serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	(X) apoia	() organiza e incentiva	() não se envolverá	(X) apoiará	() organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 9.321	no Procon 4.040	na Justiça 3.889	na empresa 8.464	no Procon 4.756	na Justiça 3.666
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100 %	no Procon 84 %	na Justiça 47,30 %	na empresa 100 %	no Procon 89 %	na Justiça 31 %
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2008: 4.257.029			Em 2007: 3.358.986		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	54,6 % governo -1,30 % acionistas	6,1 % colaboradores(as) 33,2 % terceiros	6,1 % colaboradores(as) 7,4 % retido	62,7 % governo 1,20 % acionistas	6,4 % colaboradores(as) 25,6 % terceiros	6,4 % colaboradores(as) 4,10 % retido

7. Outras Informações

a) Nos dados referentes a reclamações e críticas "Na Empresa", foram considerados aqueles que entraram via ouvidoria e, no percentual de críticas atendidas ou solucionadas, considerou-se aquelas que foram atendidas e respondidas ao consumidor.

b) Visando aprimorar a qualidade das informações apresentadas no Balanço Social, algumas informações adicionais foram incluídas para aprimoramento deste demonstrativo, assim, quando aplicável, os valores e dados de 2007 foram reclassificados para melhor comparabilidade, seguindo o padrão do IBASE sugerido pela ANEEL.

c) (*) Informações não auditadas.

Demonstração Complementar ao Relatório da Administração.

REDE ENERGIA S.A.

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS
REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Rede Energia S.A., sociedade de capital aberto, controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., atua exclusivamente como holding controladora de participações societárias, tendo como objetivo principal a participação acionária em empresas controladas e coligadas diretas e indiretas, vinculadas à atividade de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como atividades necessárias ou úteis à consecução do seu objeto social ou a ele relacionadas.

2. DAS CONCESSÕES

As áreas da concessão legal nas atividades de distribuição de energia elétrica de suas controladas diretas e indiretas são as seguintes:

Controladas diretas	Áreas de concessão	Área em km² (*)	Número aproximado de consumidores atendidos (*)	Número de municípios abrangidos (*)
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Região de Presidente Prudente no Oeste do Estado de São Paulo (SP)	9.149	201.877	24
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	Região de Assis no Oeste do Estado de São Paulo (SP)	11.780	153.579	27
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	Região de Bragança Paulista no Estado de São Paulo (SP) e Cambuí no Estado de Minas Gerais (MG)	3.493	119.510	15
Cia. Força e Luz do Oeste	Município de Guarapuava no Estado do Paraná (PR)	1.200	47.476	1
	Região de Catanduva e Novo Horizonte			
Cia. Nacional de Energia Elétrica	no Estado de São Paulo (SP)	4.500	95.414	15
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	Estado do Tocantins (TO)	277.621	393.214	139
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	Estado do Mato Grosso (MT)	903.358	940.012	141
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - Enersul	Estado do Mato Grosso do Sul (MS)	328.316	740.940	73
Controlada Indireta				
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	Estado do Pará (PA)	1.247.690	1.550.563	143
Soma		2.787.107	4.242.585	578
Rede Comercializadora de Energia S.A.			19	
TOTAL		2.787.107	4.242.604	578

(*) Informações não auditadas.

As principais concessões nas atividades de geração de energia elétrica da Companhia e de suas controladas diretas e indiretas, consolidadas, são as seguintes:

Companhia/UHE	Rio	Capacidade instalada MW(*)	Capacidade utilizada MW(*)	Data da concessão	Data de vencimento
Companhia Nacional de Energia Elétrica:					
UHE Reynaldo Gonçalves	Ribeirão dos Porcos	1,00	0,18	01/12/1998	07/07/2015
Juruena Energia S.A.:					
UHE Juína	Aripuanã	5,10	4,38	11/12/1997	11/12/2027
UHE Aripuanã	Aripuanã	0,80	0,88	11/12/1997	11/12/2027
Tangará Energia S.A.:					
UHE Guaporé	Guaporé	124,20	45,46	13/03/2000	07/07/2025

Companhia	Concessão / Usinas Termelétricas	Capacidade instalada MW (*)	Capacidade utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	Concessão de 9 usinas termelétricas, sendo as mais representativas com capacidade instalada acima de 5 MW: Nova Monte Verde.	28,28	11,53	10/12/1997	10/12/2027
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	Concessão de 36 usinas termelétricas, sendo 13 próprias e 23 tercerizadas, as mais representativas com capacidade instalada acima de 5 MW: Castelo dos Sonhos, Novo Progresso, Santana do Araguaia, Breves, Juruti, Monte Alegre, Óbidos e Oriximiná.	75,74	69,87	28/07/1998	28/07/2028

Os contratos de concessão das controladas geradoras e distribuidoras, assinados com a União Federal, contêm cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens ao final da concessão. Para tanto, os referidos bens são depreciados de acordo com as taxas determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A geração própria de energia elétrica das Controladas consolidadas representa aproximadamente 19,18% (*) da energia distribuída, sendo a parcela remanescente fornecida substancialmente pela Duke Energy e AES Tietê, no Estado de São Paulo, Cemig no Estado de Minas Gerais, Eletronorte, Furnas, Eletrobrás, Enerpeixe e Chesf nos Estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins e Pará, e Copel, no Estado do Paraná.

Para a prestação dos serviços, objeto das concessões supramencionadas, suas controladas possuíam, em 31 de dezembro de 2008, um quadro próprio de 6.368 (*) funcionários, 6.762 (*) prestadores de serviços e 211 estagiários.

(*) Informações não auditadas.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras e as notas explicativas da Companhia e do consolidado estão apresentadas em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma, e foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem a legislação societária brasileira, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica, definidas pelo poder concedente, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Algumas informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 2.775, da SFF/ANEEL, de 24 de dezembro de 2008.

As contas do balanço patrimonial e da demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2007 sofreram reclassificações, quando aplicável, para fins de comparabilidade, porém, não contemplam as alterações da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08, conforme segue:

	Companhia		Consolidado	
	Publicado	Reclassificado	Publicado	Reclassificado
<u>BALANÇO PATRIMONIAL</u>				
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>				
Dividendos e juros s/ capital próprio a receber			8.069	-
Impostos e contribuições sociais a compensar			88.598	107.150
Ativos regulatórios			96.274	78.327
Despesas pagas antecipadamente	15.055	-	18.271	-
Outros	8.821	17.058	77.013	103.062
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	287.295	280.477	1.933.707	1.934.021
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>				
Partes relacionadas	617.291	624.109	264.650	264.941
Impostos e contribuições sociais a compensar			175.253	182.739
Ativos regulatórios			136.044	103.492
Sub-rogação CCC			-	225.695
Titulos a receber			394.645	168.950
Despesas pagas antecipadamente	48.072	-	53.877	-
Outros	-	48.072	32.311	86.188
Total do realizável a longo prazo	739.430	746.248	2.049.979	2.025.204
Investimentos	1.877.998	1.855.214	-	-
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	2.617.437	2.601.471	8.009.672	7.984.897
TOTAL DO ATIVO	2.904.732	2.881.948	9.943.379	9.918.918
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>				
Empréstimos, financiamentos e encargos	-	-	343.432	345.956
Taxas regulamentares	-	-	136.288	20.659
Obrigações do programa de eficiência energética	-	-	-	63.545
Passivos regulatórios	-	-	41.378	72.142
Tributos a reembolsar	22.535	-	-	-
Benefícios pós-emprego	-	-	-	9.672
Outros	-	6.829	69.987	57.681
Total do Passivo Circulante	78.057	62.351	1.641.562	1.620.132
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>				
Empréstimos, financiamentos e encargos	-	-	3.068.232	3.074.447
Obrigações do programa de eficiência energética	-	-	-	52.084
Partes relacionadas	566.496	582.202	206.425	206.535
Subvenção ICMS - CCC	-	-	-	98.187
Benefícios pós-emprego	-	-	-	32.270
Outros	-	-	385.437	248.765
Total do Passivo não Circulante	1.965.655	1.981.361	5.695.202	5.747.396
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.817.041	1.784.600
<u>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u>				
Prejuízos acumulados	(362.279)	(385.063)	(436.647)	(459.431)
Total do Patrimônio Líquido	861.020	838.236	789.574	766.790
TOTAL DO PASSIVO	2.904.732	2.881.948	9.943.379	9.918.918

	Companhia		Consolidado	
	Publicado	Reclassificado	Publicado	Reclassificado
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Custo do Serviço de Energia Elétrica				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	(1.202.242)	(1.283.503)
Total do custo do serviço de energia elétrica			(1.361.594)	(1.442.855)
Lucro operacional bruto	-	-	1.208.475	1.127.214
Resultado do Serviço	-	-	783.580	702.319
Resultado de participações societárias	83.239	60.455	-	-
Resultado Operacional	42.087	19.648	383.748	276.971
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL				
Corrente	-	-	(184.780)	(158.744)
Total impostos	-	-	(148.522)	(122.486)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	51.454	28.670	51.454	28.670

Ajuste de exercícios anteriores

Ajuste identificado na segunda revisão tarifária sobre as tarifas praticadas pelas controladas CELTINS E CEMAT, divulgado através de resoluções homologatórias específicas da ANEEL, relacionado ao cálculo do repasse, nas bases de cálculo das tarifas, dos custos de energia comprada (custos não gerenciáveis – “parcela A”). Esse fato ocorreu após a publicação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2007, afetando as contas contábeis patrimoniais do ativo e passivo regulatórios, custos da energia comprada e impostos sobre lucro.

		Aumento (Redução) Saldo Iniciais
	Companhia	Consolidado
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		
Energia elétrica comprada para revenda		81.261
Resultado de participação societária	22.784	0
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		
Imposto de renda		(18.704)
Contribuição social		(7.332)
		(26.036)
LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS MINORITÁRIOS		55.225
Participação minoritária nos resultados das controladas		(32.441)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		22.784

Na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2008, a Companhia e suas controladas adotaram pela primeira vez as alterações na Legislação Societária introduzidas pela Lei nº 11.638 de 28 de dezembro de 2007 e pela Medida Provisória nº 449 de 3 de dezembro de 2008.

As alterações efetuadas na Lei das Sociedades por Ações tiveram como principal objetivo sua atualização, o que possibilitará o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil, com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade que são emitidas pelo IASB - *International Accounting Standard Board*. As mudanças introduzidas na Lei das Sociedades por Ações causaram efeitos nas demonstrações financeiras consolidadas, entre as quais se destacam os seguintes:

- a. Os ativos registrados no ativo imobilizado e intangíveis foram submetidos ao teste de *impairment*, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 527/07, concluindo que nenhum ajuste era necessário;
- b. A Companhia e as suas controladas, procederam à análise da conta intangível, mantendo-se apenas aquelas contas que atendem à definição de intangível, conforme a Deliberação nº 553/08;
- c. Os contratos de arrendamentos mercantil que transferem riscos e benefícios foram analisados e registrados como ativo imobilizado, em atendimento à Deliberação CVM nº 554/08;
- d. Os custos de captações de empréstimos e financiamentos e emissão de títulos foram reclassificados como redutores dos respectivos passivos, sendo que suas apropriações passaram a ser feitas com base na taxa efetiva de juros, conforme Deliberação nº 556/08;
- e. Para as contas de ativo e passivo de longo prazo, procedeu-se à devida análise dos itens suscetíveis de ajuste a valor presente, conforme Deliberação CVM nº 564/08, concluindo que os principais efeitos estão relacionados com as rubricas "Consumidores", "Impostos e Contribuições a Compensar" e "Indenização Trabalhista - Plano Bresser";
- f. A Companhia e suas controladas possuem diversos instrumentos financeiros. Após a análise, adotou-se a mensuração dos derivativos representados por contratos de swap pelo valor justo por meio do resultado e designou o Bônus Perpétuo como "instrumentos financeiros designado no reconhecimento inicial, como mensurado a valor justo por meio de resultado", conforme Deliberação nº 566/08;
- g. Os efeitos ocorridos nas controladas estão refletidos no patrimônio líquido e no resultado na proporção da participação no capital social.
- h. A Companhia e suas controladas não procederam, para fins de comparação, ao ajuste retroativo de suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2007. Dessa forma, os ajustes, quando referentes a sua mensuração inicial, retroagiram aos saldos de abertura em 1º de janeiro de 2008, conforme permitido pela Deliberação nº 565/08;

- i. Os efeitos no resultado de 2008 e no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2007, em função da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08, são apresentados a seguir:

	<u>Patrimônio Líquido Dez/07</u>	<u>Resultado 2008</u>
Saldos anteriores aos ajustes da Lei 11.638/07 e MP 449/08	838.236	(304.414)
Passivo financeiro avaliado pelo valor justo por meio de resultado	30.555	772.351
Ajustes nas reclassificações dos custos de transações pela TEJ	(56.811)	-
Ajustes de adoção da Lei 11.638/07 e MP 449/08 em controladas	(7.075)	-
Efeitos tributários sobre ajustes da Lei 11.638/07 e MP 449/08	8.927	(262.599)
Saldos após os ajustes da Lei 11.638/07 e MP 449/08	813.832	205.338

Além desses efeitos, a Companhia e sua controlada Rede Power S.A. possuem valores registrados de deságio de R\$104.586 e R\$84.351, respectivamente. Esses deságios foram apurados na operação de permuta entre a Companhia, a referida controlada e a EDP - Energias do Brasil S.A., descrita mais adiante e com mais detalhes na nota explicativa nº 17. Analisado consoante o requerido pela Instrução CVM nº 247/96, concluiu-se que os valores de deságios apurados não se enquadram nos fundamentos ali descritos, quais sejam: a) mais ou menos valias dos ativos e passivos; e b) expectativa de resultados futuros. Assim, e considerando que os valores de deságios não podem ser explicados à luz dos ativos e passivos da controlada adquirida, tampouco sobre sua rentabilidade, conclui-se que não possuem fundamentação. Caso o CPC 15 - Combinação de Negócios tivesse sido aprovado nesse exercício, os deságios apurados na condição exposta seriam refletidos aos resultados e, conseqüentemente, o lucro líquido e o patrimônio líquido da Companhia seriam aumentados em R\$135.366, líquido dos efeitos tributários.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

Aplicações no mercado aberto e títulos e valores mobiliários: são registrados ao valor de custo, acrescido dos respectivos rendimentos auferidos até a data das demonstrações financeiras. A Companhia e suas controladas procederam ao cálculo do valor justo em 2007 e 2008 das aplicações financeiras com base nas taxas de mercado nas respectivas datas, apurando o valor de mercado aproximado ao valor contabilizado.

Consumidores: incluem o fornecimento de energia elétrica, faturado e a faturar a consumidores finais, uso da rede, serviços prestados, acréscimos moratórios e a outras concessionárias pelo suprimento de energia elétrica, conforme montantes disponibilizados pela CCEE e saldos relacionados a ativos regulatórios de diversas naturezas, registrados de acordo com o regime de competência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa: constituída por montante considerado suficiente pela Administração da Companhia para cobrir as possíveis perdas que possam ocorrer na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável.

Estoque (inclusive do ativo imobilizado): os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles destinados a investimento classificados no ativo não circulante – imobilizado (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição.

Investimentos: inclui as participações societárias permanentes em controladas e coligadas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial. As demais participações estão registradas ao custo de aquisição, deduzidas de provisões para redução ao valor de mercado, quando aplicável.

Intangível: inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos destinados à manutenção da entidade ou exercidos com tal finalidade, como softwares e servidões de passagem. Inclui também os ágios registrados na aquisição de subsidiárias, decorrentes da diferença entre o preço de aquisição pago e o valor do patrimônio contábil da empresa adquirida, amortizados proporcionalmente às curvas do lucro líquido projetado para o período remanescente do contrato de concessão de cada investida. No ano de 2008, os ágios foram submetidos a testes de recuperabilidade. Os demais ativos intangíveis serão amortizados somente caso sua vida útil possa ser razoavelmente estimada, caso contrário serão considerados como de vida útil indefinida, sendo assim sujeitos ao teste de recuperabilidade econômica.

Imobilizado: inclui os itens que se referem a bens corpóreos destinados à manutenção das atividades da Companhia, inclusive os decorrentes de operações que transfiram os benefícios, os riscos e o controle dos bens. Está registrado ao custo de aquisição ou construção, corrigido monetariamente até 31 de dezembro de 1995 e reavaliado em agosto de 2001, com revisão em maio de 2005, exceto para os grupos de automóveis, caminhões e móveis e utensílios. A depreciação dos bens é calculada pelo método linear, às taxas médias anuais de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 240 de 5 de dezembro de 2006. Os ativos imobilizados têm o seu valor testado, no mínimo, anualmente, caso haja indicadores de perda de valor. No ano de 2008 o ativo imobilizado foi submetido a teste de recuperabilidade.

Arrendamento mercantil: os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, este é reconhecido como um ativo da Companhia e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

Reserva de reavaliação: é realizada em proporção à depreciação e alienação dos ativos imobilizados reavaliados, sendo transferida para a conta de lucros acumulados, líquida dos efeitos do imposto de renda e da contribuição social. A Companhia e suas controladas optaram por manter os saldos existentes das reservas de reavaliação até a sua efetiva realização, conforme permitido no art. 6º da Lei nº 11.638/07.

Custos indiretos de obras em andamento: parte dos gastos da administração central é apropriada às imobilizações em curso. Essa apropriação é feita mensalmente com base em critérios adequadamente fundamentados.

Empréstimos, financiamentos e debêntures: estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo imobilizado em curso.

Instrumentos financeiros designados no reconhecimento inicial, como mensurados a valor justo por meio do resultado: são designados nesta categoria os instrumentos financeiros cuja opção por tal mensuração gerar uma informação mais relevante, devido a, pelo menos, um dos critérios abaixo:

- i. Eliminação ou redução significativamente de inconsistências de mensuração ou reconhecimento que ocorreriam em virtude da avaliação de ativos e passivos ou do reconhecimento de seus ganhos e perdas em bases diferentes;
- ii. Valor justo, para um grupo de ativos financeiros, passivos financeiros ou ambos, ser utilizado como base para gerenciamento e avaliação de performance – conforme estratégia documentada de investimento ou gerenciamento de risco de mercado – e como base para envio de informações para a alta administração.

Uma vez que a designação é feita, é irrevogável. Esses instrumentos, então, devem ser mensurados inicialmente pelo seu valor justo, com os custos de transação afetando diretamente o resultado do período. Subsequentemente, os valores justos são remensurados e os ganhos e perdas têm como contrapartida o resultado.

Provisão para passivos contingentes: as provisões para contingências são constituídas mediante avaliações dos riscos em processos cuja probabilidade de perda é provável e são quantificadas com base em fundamentos econômicos, na avaliação da Administração e dos assessores legais em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e outros fatos contingenciais conhecidos nas datas dos balanços.

Imposto de renda e contribuição social: a provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada com base no lucro tributável e na base de cálculo da contribuição social, de acordo com as alíquotas vigentes na data do balanço. Sobre as diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social são constituídos impostos diferidos, de acordo com as respectivas alíquotas vigentes na data do balanço. Os prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício. De acordo com o art. 15 da Medida Provisória nº 449/08 que institui o Regime Tributário de Transição - RTT de apuração do lucro real, a Companhia e suas controladas consideraram a opção pelo RTT aplicável ao biênio 2008-2009, por meio do envio da Declaração de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica - DIPJ do ano-calendário de 2008. As demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 foram elaboradas considerando os efeitos da opção pelo RTT.

Registro das operações de compra e venda de energia na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: as compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil pela CCEE, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Plano de suplementação de aposentadoria e pensão: os custos, as contribuições e o passivo atuarial são determinados, na data do balanço, por atuários independentes. A partir de 31 de dezembro de 2001, esses valores são apurados e registrados de acordo com a Deliberação CVM nº 371/00.

Outros direitos e obrigações: demais ativos e passivos circulantes e não circulantes que estão sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das demonstrações financeiras.

Derivativos: a Companhia e suas controladas firmaram contratos derivativos com o objetivo de administrar os riscos associados a variações nas taxas cambiais e de juros. Os referidos contratos derivativos são contabilizados pelo regime de competência e estão mensurados a valor justo por meio de resultados. Os ganhos e perdas auferidos ou incorridos em função desses contratos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras. Os contratos derivativos da Companhia e suas controladas são com instituições financeiras de grande porte e que apresentam grande experiência com instrumentos financeiros dessa natureza. A Companhia e suas controladas não têm contratos derivativos com fins comerciais e especulativos.

Estimativas: a preparação de demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia e de suas controladas se baseiem em julgamento para determinação e registro de certas estimativas que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações financeiras. A Companhia e as suas controladas revisam as estimativas e as premissas pelo menos anualmente.

Resultado: as receitas de fornecimento de energia elétrica foram mensuradas com base no regime de competência, incluindo a quantificação estimada do fornecimento de energia elétrica da última medição até o encerramento das demonstrações financeiras, não estando limitado apenas à conclusão do processo de faturamento e à consequente emissão física da respectiva conta.

Informações sobre quantidade de ações e resultado por ação: conforme requerido pelas práticas contábeis adotadas no Brasil, as informações sobre quantidade de ações e resultado por ações consideram a quantidade histórica de ações efetivamente em circulação na data do balanço. O lucro (prejuízo) por ação corresponde à razão entre o lucro (prejuízo) líquido da Companhia no exercício e a quantidade de ações em circulação no final deste exercício.

5. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, e alterações posteriores, abrangendo os saldos e transações da Companhia e de suas controladas diretas e indiretas. Todos os saldos e transações relevantes entre a Companhia e suas controladas são eliminados na consolidação incluindo investimentos, contas a receber, dividendos a receber, receitas e despesas entre as companhias.

A controlada em conjunto Investco S.A. foi consolidada na proporção da participação societária em seu capital (42,44%) até 31 de agosto de 2008. As controladas Rede Lajeado Energia S.A., Tocantins Energia S.A., e Ipueiras Energia S.A. foram consolidadas integralmente até 31 de agosto de 2008 e a controlada Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - Enersul a partir de 1º de setembro de 2008.

Não há participação societária recíproca entre as companhias e a participação dos acionistas não controladores está destacada em conta específica no passivo e no resultado de cada ano apresentado, na rubrica “participações minoritárias”.

Os ágios apurado na aquisição dos investimentos das controladas estão registrados em conta destacada do ativo permanente – intangível.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem as seguintes companhias:

Empresas Controladas diretas	Atividade	Percentual de Participação %	
		2008	2007
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	Distribuição	91,45	91,45
Companhia Nacional de Energia Elétrica	Distribuição	98,69	98,69
Companhia Força e Luz do Oeste	Distribuição	97,70	97,70
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	Distribuição	50,86	50,86
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	Distribuição	39,92	39,92
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	Distribuição	61,37	43,43
QMRA Participações S.A.	Holding	100,00	65,00
Rede Lajeado Energia S.A.	Geração	-	53,69
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - Enersul	Distribuição	99,92	-
Tangará Energia S.A.	Geração	70,78	70,78
Rede Power do Brasil S.A.	Prest. Serviços	99,98	99,98
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Distribuição	100,00	100,00
Empresa de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A.	Distribuição	100,00	100,00
Rede Comercializadora de Energia S.A.	Comerc. Energia	99,60	99,60
Rede de Eletricidade e Serviços S.A.	Serviços	99,50	99,50
Vale do Vacaíra Açúcar e Alcool S.A.	Agrícola	50,98	50,98
Investco S.A.	Geração	-	39,64
Investimento em Controladas indiretas			
Ipueiras Energia S.A.	Geração	-	50,72
Juruena Energia S.A.	Geração	99,98	99,98
Tocantins Energia S.A.	Transmissão	-	50,87

6. APLICAÇÕES NO MERCADO ABERTO

Instituição Financeira	Tipo de Aplicação	Vencimento	Taxas %	Companhia	
				2008	2007
Cacique	CDB	(*)	105,00 CDI	-	1.313
ABC Brasil	CDB	(*)	103,00 CDI	341	-
Mercantil Brasil	CDB	(*)	102,50 CDI	-	10.331
Votorantim	CDB	(*)	101,20 CDI	-	3.109
HSBC Bank	CDB	(*)	100,30 CDI	-	36.624
HSBC Bank	CDB	(*)	103,00 CDI	8.649	-
Fibra	CDB	(*)	102,00 CDI	-	5.215
Bradesco	CDB	(*)	100,00 CDI	-	34.226
BIC	CDB	(*)	104,00 CDI	-	10.251
Safra	Debêntures	(*)	102,60 CDI	244	-
Safra	Debêntures	(*)	100,50 CDI	-	36.063
Safra	Poupança	(*)	TR = 6%	1	-
Total				9.235	137.132

Instituição Financeira	Tipo de Aplicação	Vencimento	Taxas %	Consolidado	
				2008	2007
			105,00 e		
Cacique	CDB	(*)	106,00 CDI	1.912	11.710
			103,00 a		
ABC Brasil	CDB	(*)	106,00 CDI	2.398	-
			102,50 e		
Mercantil Brasil	CDB	(*)	103,00 CDI	-	16.581
Alfa	CDB	(*)	104,50 CDI	5.058	-
			100,00 e		
Daycoval	CDB	(*)	110,00 CDI	20.329	-
Votorantim	CDB	(*)	101,20 CDI	7	3.109
			100,30 a		
HSBC Bank	CDB	(*)	103,00 CDI	13.571	36.624
HSBC Bank	Poupança	(*)	TR = 6%	3	1
Fibra	CDB	(*)	102,00 CDI	1.256	8.180
			97,50 a		
Bradesco	CDB	(*)	102,50 CDI	1.858	58.060
Bradesco	Poupança	(*)	TR = 6%	253	1
Bradesco	Fundo Inv	(*)	TR = 6%	171	161
			102,50 a		
Bradesco	Debêntures	(*)	103,50 CDI	26.808	-
			103,50 e		
BIC	CDB	(*)	104,00 CDI	45.072	10.251
			98,00 a		
Itaú BBA	CDB	(*)	100,00 CDI	74	95
			98,00 a		
Itaú	CDB	(*)	100,30 CDI	56	31.148
Brasil	CDB	(*)	100,00 CDI	67.361	55.051
Brasil	Poupança	(*)	TR = 6%	491	255
Unibanco	CDB	(*)	100,80 CDI	11.035	20.758
			40,00 a		
Unibanco	Debêntures	(*)	102,30 CDI	4.203	32.169
Industrial Brasil	CDB	(*)	107,00 CDI	2.059	-
Industrial Brasil	Debêntures	(*)	106,00 CDI	4.112	-
			100,50 a		
Safra	Debêntures	(*)	103,10 CDI	19.107	36.063
			40,00 a		
Safra	CDB	(*)	103,50 CDI	33.890	12.520
Safra	Poupança	(*)	TR = 6%	4	-
BBM	CDB	(*)	101,00 CDI	-	16.574
Basa	CDB	(*)	100,00 CDI	5.180	14.857
Basa	Poupança	(*)	TR = 6%	200	-
Paulista	Poupança	(*)	TR = 6%	-	1
Real	CDB	(*)	100,70 CDI	5	15.274
Société Générale	CDB	(*)	99,80 CDI	-	8.815
Total				266.473	388.258

(*) As aplicações financeiras são consideradas equivalentes de caixa por permitirem o resgate a qualquer momento pela Companhia e suas controladas, sem perda dos juros transcorridos até a data do balanço, e o seu valor contábil é aproximado ao seu valor justo.

7. CONSUMIDORES

Composição:

Consumidores	Consolidado	
	2008	2007
Faturados	991.978	652.734
Não faturados	218.710	153.082
	<u>1.210.688</u>	<u>805.816</u>

Classe de consumidores	Saldo Vencidos		Total	2008	2007
	Saldo vincendo	Mais de 90 dias			
Ativo circulante:					
Residencial	208.429	151.135	63.979	215.114	423.543
Industrial	102.806	43.231	51.774	95.005	197.811
Comércio, serviços e outras atividades	129.233	67.251	53.451	120.702	249.935
Rural	28.415	18.246	8.785	27.031	55.446
Poder público					
Federal	6.465	2.945	796	3.741	10.206
Estadual	14.903	7.422	4.314	11.736	26.639
Municipal	32.914	17.327	2.306	19.633	52.547
Iluminação pública	23.178	7.259	1.674	8.933	32.111
Serviço público	23.616	23.578	7.453	31.031	54.647
Parcelamentos	31.594	11.137	310	11.447	43.041
(-) Ajuste a valor presente Lei 11.638/07 (d)	(1.207)	-	-	(1.207)	-
Redução de Tarifa - irrigação e aquicultura (b)	1.844	-	-	1.844	5.658
Fornecimento não faturado Programa Luz P/Todos (c)	64.125	-	-	64.125	15.277
Subtotal - consumidores	666.315	349.531	194.842	544.373	1.210.688
Participação financeira do consumidor	14.890	535	2.011	2.546	17.436
Comercialização na CCEE (a)	11.100	-	-	-	11.100
Programa emergencial redução do consumo	(1)	-	993	993	992
Encargo de uso da rede elétrica	7.630	-	-	-	7.630
Encargos de capacidade emergencial	-	-	4.443	4.443	4.443
Energia livre (*)	439	-	-	-	439
Concessionárias e permissionárias	1.635	-	-	-	1.635
Outros	16.877	7.673	4.654	12.327	29.204
Total	718.885	357.739	206.943	564.682	1.283.567
Ativo não circulante:					
Consumidores	148.013	-	94.500	94.500	242.513
(-) Ajuste a valor presente Lei 11.638/07 (d)	(6.961)	-	-	-	(6.961)
Participação financeira do consumidor	71.713	-	-	-	71.713
Comercialização na CCEE (a)	17.514	-	-	-	17.514
Redução de Tarifa - irrigação e aquicultura	2.555	-	-	-	2.555
Redução de uso do sistema de distribuição	1.992	-	-	-	1.992
Outros	2.650	-	-	-	2.650
Total	237.476	-	94.500	94.500	331.976

(*) Vide nota explicativa nº 11.

(a) Comercialização na CCEE

O saldo da conta de consumidores no consolidado inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia de curto e longo prazo no montante de R\$28.614, com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até o mês de dezembro de 2008. De acordo com a Resolução ANEEL nº 552, de 14 de outubro de 2002, os valores das transações de energia de curto prazo não liquidados nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado.

As operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, após os ajustes divulgados pela CCEE, tiveram seu processo de liquidação concluído em julho de 2003. As demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no exercício de 2008 estão sendo liquidadas mensalmente.

Os valores da energia no curto prazo e da energia livre estão sujeitos à modificação, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

(b) Subsídio a irrigantes

A Resolução Normativa nº 540, de 1º de outubro de 2002, implementou a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que estendeu os descontos especiais nas tarifas de energia elétrica de irrigantes ao consumo verificado no horário compreendido entre 21h30 e 6h do dia seguinte.

Esse dispositivo legal ampliou o horário estabelecido na Portaria DNAEE nº 105, de 3 de abril de 1992, das 23h às 5h do dia seguinte, em que eram concedidos descontos especiais para consumidores do Grupo A (alta tensão) e do Grupo B (baixa tensão).

A Resolução Normativa nº 207, de 9 de janeiro de 2006, que "estabelece os procedimentos para aplicação de descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica da atividade de irrigação e na aquicultura", dispôs no artigo 6º que "o valor financeiro resultante dos descontos estabelecido nesta Resolução configura direito da concessionária ser compensada no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração".

Subsídio a Irrigantes		Data	Percentual Médio	Nota Técnica	Data	Processo 48500	Valor R\$	Percentual %
Controlada	Resolução Homologatória							
CEMAT	625	07/04/08	-3,26%	040 e 091/2008	06/2 e 3/04/2008	4307/2006-25	3.147	0,24
CAIUÁ D	652	06/05/08	-9,73%	055 e 145/2008	26/2 e 30/4/2008	4316/2006-16	12	0,01
EEB	650	06/05/08	8,70%	056 e 144/2008	27/2 e 30/4/2008	4318/2006-41	1	0,00
EDEVP	649	06/05/08	-4,75%	054 e 147/2008	25/2 e 02/5/2008	4311/2006-01	71	0,04
CNEE	651	06/05/08	-1,95%	057 e 146/2008	27/2 e 30/4/2008	4317/2006-89	253	0,24
ENERSUL	624	07/04/08	-3,75%	090/2008	03/04/08	4310/2006-30	1.030	0,12
CELTINS	673	01/07/08	0,25%	143 e 199/2008	30/4 e 25/6/2008	4324/2006-44	536	0,13
CELPA	685	05/08/08	17,24%	220/2008	24/07/2008	2797/2008-31	23	0,00
TOTAL							5.073	

	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2007	5.658	
Incorporação da ENERSUL	731	1.396
Apropriado no ano	2.145	2.697
Amortizado no ano	(8.619)	
Atualizado no ano	215	176
Transferido para o Longo prazo	(2.589)	(4.303)
Transferido do longo prazo	4.303	2.589
Saldo em 31 de dezembro de 2008	<u>1.844</u>	<u>2.555</u>

(c) Fornecimento não Faturado - Programa Luz para Todos

Pelas Resoluções Homologatórias, Notas Técnicas e Processos que homologam as tarifas de fornecimento de energia elétrica de suas controladas, ficam reconhecidas as despesas realizadas com o Programa Luz para Todos. A Superintendência de Regulação Econômica - SER analisou os dados informados pelas concessionárias controladas e decidiu considerar neste reajuste o que segue:

Controlada	Resolução Homologatória	Data	Percentual Médio	Nota Técnica	Data	Processo 48500.	Valor R\$	Percentual %
CFLO	609	29/01/08	-4,96%	314/07 e 026/08	19/11/07 e 23/1/08	4299/2006-07	151	0,30
CEMAT	625	07/04/08	-3,26%	040 e 091/2008	6/02 e 3/04/2008	4307/2006-25	18.826	1,44
CAIUÁ D	652	06/05/08	-9,73%	055 e 145/2008	26/2 e 30/4/2008	4316/2006-16	(280)	-0,14
EEB	650	06/05/08	8,70%	056 e 144/2008	27/2 e 30/4/2008	4318/2006-41	(12)	-0,01
EDEVP	649	06/05/08	-4,75%	054 e 147/2008	25/2 e 2/05/2008	4311/2006-01	(310)	-18,41
CNEE	651	06/05/08	-1,95%	057 e 146/2008	27/2 e 30/4/2008	4317/2006-89	(299)	-0,28
ENERSUL	624	07/04/08	-3,75%	090/2008	03/04/2008	4310/2006-30	18.178	2,05
CELTINS	673	01/07/08	0,25%	143 e 199/2008	30/4 e 25/6/2008	4324/2006-44	556	0,25
CELPA	685	05/08/08	17,24%	220/2008	24/07/2008	2797/2008-31	14.004	1,02
TOTAL							50.814	

Mutação - Renda não faturada - Programa Luz para Todos

Saldo em 31 de dezembro de 2007	15.277
Incorporação ENERSUL	2.355
Apropriado no exercício	99.073
Atualizado no exercício	-
Amortizado no exercício	(52.580)
Saldo em 31 de dezembro de 2008	<u>64.125</u>

As controladas registraram o montante de R\$38.148, a ser avaliado pela ANEEL durante o Reajuste Tarifário Anual em 2009, objetivando o repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em função da execução do Programa Luz para Todos. Os efeitos decorrentes do reajuste tarifário definitivo, se houver, serão refletidos na posição patrimonial e financeira das controladas em períodos subsequentes.

(d) Ajuste a valor presente

Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros. Para o desconto a valor presente foi utilizada uma taxa de 12,81% a.a. que representa o custo médio ponderado de capital do setor.

8. PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA

Composição:

	Consolidado	
	2008	2007
Residencial	(41.503)	(43.041)
Industrial	(13.805)	(5.777)
Comércio, serviços e outras atividades	(30.453)	(9.963)
Rural	(3.846)	(1.037)
Parcelamentos Enersul	(14.692)	
Outras receitas	(7.017)	(4.240)
Subtotal de consumidores	(111.316)	(64.058)
Diversos créditos	(2.541)	(2.541)
Total circulante	(113.857)	(66.599)

Movimentação:

	2008	2007
Saldo no início do exercício	66.599	75.195
Aquisição Enersul - 9/2008	52.377	-
Perdas no exercício	(18.129)	(6.988)
Recuperação de perdas	6.261	2.846
Complemento de provisão	6.749	(4.454)
Saldo no fim do exercício	113.857	66.599

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída considerando os critérios a seguir:

- Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias.
- Consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias.
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros, vencidos há mais de 360 dias.
- Após análise criteriosa efetuada pela Administração da Companhia e das controladas, foram excluídas contas vencidas que estão negociadas.

A Companhia e a Administração de suas controladas possuem um grupo de profissionais com o propósito de avaliar a qualidade e a possibilidade de recuperação dos créditos em atraso referente ao fornecimento de energia para os diversos segmentos de clientes.

O aumento da provisão para crédito de liquidação duvidosa, ocorrido no exercício de 2008, corresponde à inclusão da Enersul e às perdas constituídas de créditos em atraso com as classes consumidoras.

Os administradores, com base em estudos e na posição dos seus consultores jurídicos, entendem que os procedimentos de cobranças atualmente praticados, os parcelamentos, as diligências de cobranças e os acordos realizados com os diversos órgãos governamentais e de serviços públicos, somados aos procedimentos judiciais que compreendem, entre outros, a constituição de precatórios judiciais como garantia dos créditos e a aplicação dos termos previstos na legislação de responsabilidade fiscal vigente, minimizam potencialmente os riscos de incertezas dos recebimentos dos créditos.

9. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

Ativo Circulante	Companhia		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
ICMS (b)	-	-	94.236	53.393
(-) Ajuste a valor presente - ICMS s/ ativo permanente	-	-	(21.200)	-
ICMS ajustado (b)	-	-	73.036	53.393
Imposto de renda (a)	21.735	12.494	46.914	40.080
Contribuição social (a)	4.777	2	23.981	8.304
PIS não cumulatividade	-	-	6.521	1.674
COFINS não cumulatividade	-	-	2.549	651
INSS	-	-	3.389	1.603
Diversos	13	8	642	1.445
Total	26.525	12.504	157.032	107.150
Ativo não Circulante				
ICMS (b)	-	-	170.579	102.166
(-) Ajuste a valor presente - ICMS s/ ativo permanente	-	-	(17.883)	-
ICMS ajustado (b)	-	-	152.696	102.166
INSS	-	-	21.843	17.550
Imposto de renda (a)	-	-	47.296	49.512
PIS não cumulatividade	-	-	137	-
Contribuição social (a)	-	-	12.051	13.370
ICMS demanda	-	-	273	141
Total	-	-	234.296	182.739

- (a) Saldo negativo de Imposto de Renda e Contribuição Social apurado na Declaração de Ajuste Anual, de anos-calendário anteriores, decorrentes de estimativas parceladas, que será utilizado à medida que forem sendo pagas as prestações do PAEX (vide nota 21) e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição determinados com base no resultado apurado em 31 de dezembro dos respectivos anos.
- (b) ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo imobilizado será recuperado em até 48 meses. A Companhia e suas controladas procederam ao cálculo do AVP - Ajustes a Valor Presente utilizando a taxa de 12,81% a.a., que representa o custo médio ponderado de capital do setor.

10. REDUÇÃO DE RECEITA - BAIXA RENDA

Subvenção à baixa renda - tarifa social: o Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou uma redução na receita operacional das controladas, compensada por meio do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, em que foram definidas as fontes para concessão e subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, com consumo mensal inferior a 80 kWh ou com consumo entre 80 e 220 kWh, neste último caso desde que atendam a alguns critérios, conforme estabelecido no artigo 5º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Segue abaixo a movimentação no exercício:

BAIXA RENDA	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2007	41.042
Incorporação Enersul	7.488
Valor provisionado	91.867
Valor recebido	(115.129)
Saldo em 31 de dezembro de 2008	25.268

11. ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

a. Conta de Compensação de Variação de Custos da "Parcela A" - CVA

Conforme disposições contidas na Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, Portarias Interministeriais nº 296, de 25 de outubro de 2001, nº 25, de 24 de janeiro de 2002 e nº 116, de 4 de abril de 2003, e resoluções complementares da ANEEL, a Companhia registrou como despesas antecipadas a variação dos valores de itens denominados de "Parcela A" (custos não gerenciáveis) que serão recuperados através de aumentos tarifários futuros.

<u>Descrição de Ativos e Passivos Regulatórios</u>	<u>Saldos</u>		
	<u>Inclusão</u>		
	<u>Enersul</u>		
	<u>2008</u>	<u>2007</u>	<u>2007</u>
Contas de compensação variação de custos da			
Parc. A - CVA			
CVA2001 - Período de 2001	17.882	56.258	776
CVA2005 - Período Tarifário de 2004 a 2005	-	-	(46)
CVA2006 - Período Tarifário de 2005 a 2006	-	508	(3.318)
CVA2007 - Período Tarifário de 2006 a 2007	1.119	4.697	(23.553)
CVA2008 - Período Tarifário de 2007 a 2008	61.956	(8.466)	13.972
CVA2009 - Período Tarifário de 2008 a 2009	117.946		
Subtotal	198.903	52.997	(12.169)
Majoração das Alíquotas de PIS/COFINS	1	2.339	29.516
Diferimento de Repos. Tarifária Rede Básica	(153.128)	(141.624)	-
Total de Ativos e Passivos Regulatórios	45.776	(86.288)	17.347

A Companhia através das suas controladas iniciou a compensação dos valores reconhecidos na CVA no período entre fevereiro de 2007 a julho de 2008, denominada "CVA 2008".

Os valores que estão sendo compensados por meio da CVA impactam em aumentos, bem como reduções, que serão percebidos nas tarifas de fornecimento de energia elétrica de suas controladas no período de janeiro de 2008 a agosto de 2009, conforme demonstrado abaixo:

<u>Controladas</u>	<u>Nota Técnica</u>	<u>Data</u>	<u>%</u>
CELPA	220/2008	24/7/08	17,24
CEMAT	091/2008	3/4/08	-3,26
ENERSUL	090/2008	3/4/08	-3,75
CELTINS	199/2008	25/6/08	0,25
CAIUÁ D	145/2008	30/4/08	-9,73
EDEVP	147/2008	2/5/08	-4,75
EEB	144/2008	30/4/08	8,70
CNEE	146/2008	30/4/08	-1,95
CFLO	026/2008	23/1/08	-4,96

O quadro a seguir demonstra o saldo dos ativos e passivos regulatórios no exercício de 2008:

<u>Descrição</u>	<u>Saldos</u> <u>2007</u>	<u>Saldos</u> <u>2008</u>
ATIVO		
Conta de Consumo Combustível - CCC	21.436	44.072
Comp. Financ. Utiliz. Recursos Hídricos	2	41
Transporte Energia Elétrica Rede Básica	4.022	13.684
Encargo de Serviços de Sistemas - ESS	477	77.200
Repasse de Potência - Itaipú	33	6.138
Conta de Desenvolv. Energético - CDE	2.325	2.004
Programa de Incent. Fontes Alt. - Proinfa	3.291	3.077
Custo de Aquisição de Energia	46.892	78.036
Transporte de Energia Elétrica - Itaipú	3	1.353
Reserva Global de Reversão - RGR	65	562
Custo Aquisição Energia - Contr. Iniciais	362	5.643
Majoração de Alíquota PIS/COFINS	29.517	1.243
Diferimento de Repos. Tarifária Rede Básica	73.394	78.337
Encargos de conexão	-	429
TFSEE	-	35
Total no Ativo	181.819	311.854
Parcelas classif. no Circulante	78.327	111.760
Parcelas classif. no Real. Longo Prazo	103.492	200.094
PASSIVO		
Conta de Consumo Combustível - CCC	(27.205)	(4.802)
Comp. Financ. Utiliz. Recursos Hídricos	(284)	1
Transporte Energia Elétrica Rede Básica	(15.813)	(6.401)
Encargo de Serviços de Sistemas - ESS	(2.533)	(951)
Repasse de Potência - Itaipú	(2.736)	-
Conta de Desenvolv. Energético - CDE	(27)	(25)
Programa de Incent. Fontes Alt. - Proinfa	(10)	(2.510)
Custo de Aquisição de Energia	(70.403)	(37.315)
Transporte de Energia Elétrica - Itaipú	(151)	(139)
Reserva Global de Reversão - RGR	(5.234)	(5.234)
Custo Aquisição Energia - Contr. Iniciais	(17)	-
Majoração de Alíquota PIS/COFINS	-	2
Diferimento de Repos. Tarifária Rede Básica (a)	(40.059)	(199.016)
Outros Passivos Regulatórios		(9.688)
Total no Passivo	(164.472)	(266.078)
Parcelas classif. no Circulante	(72.142)	(93.790)
Parcelas classif. no Exigível Longo Prazo	(92.330)	(172.288)

As controladas registraram no ativo não circulante valor estimado da variação do custo de sobrecontratação de energia elétrica, no montante de R\$33.547, a ser repassado na tarifa do consumidor final, em atendimento ao artigo 38 do Decreto nº 5.168, de 30 de julho de 2004. O referido valor será apreciado pela ANEEL durante o próximo Reajuste Tarifário Anual, em 2009. Os efeitos decorrentes do reajuste tarifário definitivo, se houver, serão refletidos na posição patrimonial e financeira das controladas em períodos subsequentes.

b. Devolução tarifária – controlada Enersul

Em reunião pública ocorrida no dia 7 de abril de 2008, a ANEEL decidiu pelo parcelamento da compensação gerada pela redução da Base de Remuneração Regulatória - BRR de 2003 em até 36 meses de forma a anular aumentos tarifários resultantes de repasse de CVA.

O saldo líquido desta compensação financeira totalizou R\$151.122, resultado de R\$192.326 referentes ao efeito retroativo da redução da Base de Remuneração Regulatória - BRR de 2003, deduzidos de R\$41.204 relativos à última parcela do diferimento da revisão tarifária de 2003 e não recebidos pela Enersul, sendo o valor de R\$18.450 aplicado para compensação financeira durante o ciclo tarifário 2008/2009.

A atualização monetária dos valores registrados nessas contas vem sendo apurada com base na taxa de juros SELIC (BACEN).

c. Acordo Geral do Setor Elétrico

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - CGCEE, e as concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica celebraram, em dezembro de 2001, o Acordo Geral do Setor Elétrico, definindo os critérios para a recomposição das receitas e perdas extraordinárias relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que se dará através de adicional tarifário nas contas de fornecimento de energia, sendo 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda), iluminação pública e rural, e de 7,9% para as demais classes de consumidores.

A ANEEL, através dos Ofícios Circulares nº 2.212, de 20 de dezembro de 2005, e nº 74, de 23 de janeiro de 2006, estabeleceu os seguintes procedimentos para o cálculo da remuneração:

- Para o item Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, a incidência da remuneração deverá ser: (i) sobre o montante financiado, que corresponde a 90% dos valores homologados pela ANEEL, taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a., proporcionalmente aos desembolsos recebidos; e (ii) sobre os 10% não financiados, taxa SELIC (BACEN);

- Para o item Energia Livre, para o caso em que a geradora obteve o financiamento junto ao BNDES, calcular a remuneração pela taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a., proporcionalmente aos desembolsos recebidos; e para as geradoras que não obtiveram financiamento, a remuneração deverá ser calculada somente pela taxa SELIC (BACEN);
- Para o item “Parcela A” (parcela de custos componentes da tarifa de energia não gerenciáveis pela concessionária), a remuneração deverá ser apropriada utilizando a taxa SELIC (BACEN).

As informações do exercício findo em 31 de dezembro de 2008 contemplam os seguintes ajustes decorrentes do Acordo:

	Incorporação		Receita	Repasse aos	Resultado	
Consolidado	Saldo 2007	Enersul	Operacional	Agentes	Financeiro	Saldo 2008
Ativo Circulante						
Energia livre	498	-	696	(755)	-	439
Passivo Circulante						
Energia livre	(16.488)	(7.448)	4.512	(1.099)	(128)	(20.651)
Passivo não circulante						
Energia livre	(14.453)	-	-	-	-	(14.453)
Total líquido	(30.443)	(7.448)	5.208	(1.854)	(128)	(34.665)

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 1, de 12 de janeiro de 2004, retificou os montantes que haviam sido homologados pela Resolução nº 483, de 29/08/2002, relativos à Energia Livre e alterou os prazos máximos de permanência da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica, excluindo desse prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da “Parcela A” e, por meio da Resolução nº 45, de 3 de março de 2004, alterou o percentual a ser aplicado à arrecadação da RTE a título de repasse de energia livre, cabendo a suas controladas: Caiuá – 63,5851%; Bragantina – 85,4207%; Nacional – 43,7283%; a controlada CELTINS utilizou o percentual de 92,3270%, conforme determina a Resolução nº 89 de 25 de fevereiro de 2003, até janeiro de 2004, quando encerrou seu repasse; CEMAT com 46,1021%; e CELPA com 46,4669%.

De acordo com estudo detalhado preparado pela Administração das companhias, o prazo determinado pela ANEEL é suficiente para a recuperação desses valores das empresas (CEMAT, Caiuá, EDEVP, CELTINS, Nacional e Bragantina), sendo que a CELPA, devido à alteração na metodologia de amortização, o prazo de 52 meses foi insuficiente para a recuperação dos valores de perda de receita e energia livre.

12. TÍTULOS A RECEBER

	Companhia		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Ativo circulante				
Itamarati Norte S.A. Agropecuária (b)	6.897	5.767	6.896	5.767
Precatórios - Prefeituras Municipais - MS	-	-	11.050	-
Outros títulos a receber	-	-	21.955	20.065
	6.897	5.767	39.901	25.832
Ativo não circulante				
Créditos adquiridos de terceiros (a)	-	-	352.573	371.638
(-) Deságio (a)	-	-	(249.270)	(264.119)
Itamarati Norte S.A. Agropecuária (b)	39.862	46.825	39.862	46.825
Precatórios - Prefeituras Municipais - MS	-	-	10.013	-
Precatórios - PM - Cuiabá	-	-	40.388	-
Outros títulos a receber	-	-	8.303	14.606
	39.862	46.825	201.869	168.950

- (a) Refere-se valor de créditos de terceiros, adquiridos pelas controladas nos exercícios de 2003 e 2004, com a finalidade de compensação com tributos e contribuições federais, sendo (i) os créditos de terceiros, registrados pelo seu custo de aquisição no montante de R\$92.046, foram reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado na ação de indenização nº 96.00.16761-3 que tramitou perante a 15ª Vara Federal do Distrito Federal e condenou a União Federal ao pagamento de indenização por danos causados aos antigos detentores desses créditos. Atualmente, o processo encontra-se em fase de execução de título judicial sob o nº 2002.34.00.031726-3, movido pelos antigos credores e titulares do direito de crédito, perante a mesma Vara. As controladas ingressaram com pedido de assistência protocolado nos autos da execução de título judicial citado, havendo acompanhamento diligente da citada execução. Recentemente, o juiz de primeira instância indeferiu os pedidos de assistência. Contra a referida decisão foi apresentado recurso de agravo de instrumento, que aguarda apreciação pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região. A realização do crédito depende do sucesso do processo de execução de título judicial movido pelos antigos credores; (ii) créditos representados em "Cautelas de Obrigações" emitidas pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, com laudos de autenticidade e laudo de reconhecimento do valor das referidas cautelas, que estão registradas pelo seu custo de aquisição no montante de R\$9.640, e ingressaram com ação ordinária de cobrança contra a União Federal e a ELETROBRÁS que recebeu o título judicial nº 2007.34.00.000782-5 em curso perante a 5ª Vara Federal do Distrito Federal, a fim de obter restituição dos valores indicados das referidas cautelas devidamente atualizados. Com a adesão ao Parcelamento Excepcional - PAEX nos termos da Medida Provisória nº 303 em 15/12/2006, as controladas desistiram da compensação tributária dos referidos créditos e pretende obter judicialmente sua satisfação. O deságio verificado à época das aquisições desses créditos pela Companhia e suas controladas totalizou R\$248.961, que será refletido no resultado em que houver a satisfação dos créditos, como resultado dos procedimentos judiciais.
- (b) Refere-se aos créditos recebidos da Denerge Desenvolvimento Energético S.A. (vide nota explicativa nº. 14 item a).

13. OUTROS ATIVOS

	Ativo circulante		Ativo não circulante	
	2008	2007	2008	2007
Consolidado				
Valores a recuperar de empregados	7.409	6.692	-	-
Adiantamentos a fornecedores	6.113	4.198	-	-
Alienação de bens e direitos	3.358	8.202	-	-
Dispêndios a reembolsar	1.513	73	-	-
Convenios de arrecadação	1.313	1.771	-	-
Cheques em cobrança	3.693	3.770	-	-
Recolhimento a maior PIS	2.657	200	-	-
Recolhimento a maior Cofins	10.450	1	-	-
Recolhimento a maior RGR	886	685	-	-
Recolhimento a maior FGTS	4	4	-	-
Recolhimento a maior IRRF - PAEX	1.145	1.633	-	-
Recolhimento a maior IOF - PAEX	1.122	3.010	-	-
Recolhimento a maior outros	165	654	-	-
Créditos Contas de Energia Elétrica Mês	5.678	4.720	-	-
Contratos de Venda	-	477	-	-
Desativação em curso	13.893	10.657	11.440	12.221
Alienações em curso	3.146	3.862	-	-
Garantia liquidação operações CCEE	894	15.113	-	-
Tributos e contribuições sociais a compensar	-	-	6.419	7.735
Títulos a receber	9.573	3.077	38.215	11.612
Prêmios de seguros	2.530	810	34	-
Cauções e depósitos vinculados	66	5.677	-	-
Encargos financeiros	-	17.123	-	53.316
Juros parcelamentos conta energia elétrica	8.222	8.019	-	-
Devedores diversos	-	-	1.227	637
Outros	6.613	2.634	3.347	667
	90.443	103.062	60.682	86.188

14. PARTES RELACIONADAS

14.1. TRANSAÇÕES E SALDOS COM EMPRESAS RELACIONADAS

Transações	Companhia	
	2008	2007
Receitas financeiras	86.534	75.135
Despesas financeiras	69.902	106.975
SALDOS ATIVOS		
Circulante		
Dividendos		
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	7.978	5.581
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	191	-
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	2.136	816
Tangará Energia S.A.	2.572	-
Rede Comercializadora de Energia S.A.	3.440	8.732
Rede Power do Brasil S.A.	44.645	45.056
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	8.599	1.997
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema	1.790	2.063
Emp. Energética do Estado de Mato Grosso do Sul - Enersul	15.561	-
Companhia Nacional de Energia Elétrica	-	13.856
Companhia Força e Luz do Oeste	-	3.666
Rede Lajeado Energia S.A.	-	12.126
	<u>86.912</u>	<u>93.893</u>
Juros sobre capital próprio		
Investco S.A.	-	238
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema	-	3.400
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	1.297	-
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	-	6.958
Empresa Energética do Estado de Mato Grosso do Sul - Enersul	18.145	-
	<u>19.442</u>	<u>10.596</u>
TOTAL	<u>106.354</u>	<u>104.489</u>

	Companhia	
	2008	2007
SALDOS ATIVOS		
Não Circulante		
Valores a recuperar		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	187	187
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	5	5
QMRA Participações S.A.	10.527	6.572
Centrais Elétricas do Pará S.A - Celpa	-	14
Ipueiras Energia S.A.	-	15
Rede Comercializadora de Energia S.A.	-	2
Rede Power do Brasil S.A.	-	12
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	11	11
	<u>10.730</u>	<u>6.818</u>
Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças (a)		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	206.604	180.196
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	46.368	40.441
QMRA Participações S.A.	132.654	115.698
	<u>385.626</u>	<u>336.335</u>
Contrato de mútuo (a) e (b)		
QMRA Participações S.A.	3.599	3.793
Conta corrente 31/10/05 (c)		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	34.261	24.851
	277.046	236.116
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	10.395	3.432
	<u>321.702</u>	<u>264.399</u>
Contrato de venda e compra de ações (f)		
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	14.634	12.764
TOTAL	<u><u>736.291</u></u>	<u><u>624.109</u></u>

	Companhia	
	2008	2007
SALDOS PASSIVOS		
Não Circulante		
Valores a reembolsar		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	38	38
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	7.926	6.660
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	4.510	3.418
Companhia Nacional de Energia Elétrica S.A.	2.204	1.662
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	1.124	1.124
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	715	548
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	264	174
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	106	106
Companhia Força e Luz do Oeste	29	29
Tangará Energia S.A.	154	154
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	9	9
Rede Comercializadora de Energia S.A.	152	153
Rede Power do Brasil S.A.	-	676
Rede Lajeado Energia S.A.	-	534
Tocantins Energia S.A.	-	421
	17.231	15.706
Conta corrente 01/09/2006(d)		
Rede Comercializadora de Energia S.A.	-	100
Conta corrente 31/12/2006 (e)		
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	104.573	99.239
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	149.036	143.872
Companhia Nacional de Energia Elétrica S.A.	54.280	62.506
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	18.648	16.887
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	7.259	11.838
Rede Lajeado Energia S.A.	-	12.215
Tocantins Energia S.A.	-	13.414
	333.796	359.971
Contrato de venda e compra de ações (f):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	154.824	142.083
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	59.857	64.342
	214.681	206.425
TOTAL	565.708	582.202

	Consolidado	
	2008	2007
Não Circulante		
SALDOS ATIVOS		
Valores a recuperar		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	199	187
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	5	4
Diversos	-	100
	<u>204</u>	<u>291</u>
Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças (a)		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	206.604	180.196
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	46.368	40.441
	<u>252.972</u>	<u>220.637</u>
Conta corrente após 31/10/05 (c)		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	34.261	24.851
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	10.586	3.432
Rede Peixe Energia S.A.	674	-
	<u>45.521</u>	<u>28.283</u>
Conta corrente 01/09/06(d)		
Rede Comercializadora de Energia S.A.	691	626
	<u>691</u>	<u>626</u>
Contrato de venda e compra de ações (f)		
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	17.315	15.102
	<u>17.315</u>	<u>15.102</u>
Adiantamento		
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	-	1
Outros	-	1
	<u>-</u>	<u>2</u>
TOTAL	<u>316.703</u>	<u>264.941</u>
SALDOS PASSIVOS		
Não Circulante		
Valores a reembolsar		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	38	38
Rede Comercializadora de Energia S.A.	-	55
Diversos	-	17
	<u>38</u>	<u>110</u>
Contrato de venda e compra de ações (f)		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	154.824	142.083
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	59.857	64.342
	<u>214.681</u>	<u>206.425</u>
TOTAL	<u>214.719</u>	<u>206.535</u>

(a) Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças

Como parte do processo de reorganização societária, através de instrumento particular de assunção de dívidas, cessão de créditos e outras avenças de 31 de março de 2006, a Companhia assumiu as dívidas e os créditos a receber perante terceiros, empresas controladas e instituição financeira existentes nas empresas controladoras EEVP e Denerge.

O saldo apurado neste contrato deverá ser quitado no prazo máximo de até dez anos, devidamente atualizado pelo CDI acrescido de juros 2% a.a., vencendo em 31 de dezembro de 2016.

Em 29 de dezembro de 2006, a Companhia assumiu, através de instrumento particular de assunção de dívidas e outras avenças, a dívida da QMRA Participações S.A. junto ao BNDES no valor de R\$101.408 a ser quitada em 60 parcelas mensais com carência de 36 meses, vencendo a 1ª parcela em 30/12/09, e a dívida da Ipueiras Energia S.A. junto à Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS no valor de R\$10.748 quitado antecipadamente, sendo ambos os saldos atualizados pelo CDI acrescido de 2% a.a.

(b) Contrato de mútuo

Refere-se a contratos firmados entre a Caiuá, CELPA, CELTINS, QMRA e a controladora indireta Denerge, em condições de comutatividade, em função de assunção de dívidas perante o BNDES nas seguintes condições:

- Prazo de até 62 meses
- Vencimento 1ª parcela em 15/11/2005
- Remuneração TJLP mais 5% a.a.

Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio dos Ofícios nº 2.230, nº 2.231 e nº 2.232, da SFF/ANEEL, de 26/12/2003.

Em março de 2006, através de instrumento particular de cessão de créditos e assunção de dívidas entre a Rede Energia e a Denerge, a Rede Energia assumiu os créditos do contrato de mútuo com a CELPA, QMRA e CELTINS.

Em dezembro de 2006 estes contratos foram repactuados adotando-se as mesmas condições da renegociação dos contratos junto ao BNDES.

Forma de pagamento:

- 6,3% em 40 parcelas trimestrais, com vencimento da 1ª parcela para 15/12/2006.
- 93,7% em 5 parcelas trimestrais, com vencimento da 1ª parcela para 15/12/2007.
- Remuneração TJLP mais 2% a.a.

Em 2007 foram quitados antecipadamente os contratos com a CELPA e a CELTINS e parte do contrato com a QMRA.

(c) Conta corrente – 31/10/2005

Refere-se à movimentação financeira efetuada entre as empresas do Grupo Rede com prazo de vencimento de 24 meses, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos.

- Contrato Multilateral de Mútuo entre as Holdings e Demais Empresas

Na medida de suas necessidades, tomarão ou darão recursos financeiros em empréstimos, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora, conforme o caso, com a remuneração sobre o saldo devedor calculada com base em 100% do CDI mais 2% de juros anuais.

Rede Energia S.A.

Rede Energia S.A.

Em 01/12/2005, através do 1º aditamento ao Instrumento Particular de Contrato de Mútuo Multilateral entre as holdings e demais empresas, foi incluída a Tocantins Energia S.A. (antiga Curuá-Una).

Em 01/09/2006, através do 2º aditamento ao Instrumento Particular de Contrato de Mútuo Multilateral entre as holdings e demais empresas, foram incluídas a Rede Lajeado Energia S.A. e a Tangará Energia S.A.

Em 31/10/2007, através do 3º aditamento ao Instrumento Particular de Contrato de Mútuo Multilateral entre as holdings e demais empresas, foram excluídas a Rede Comercializadora de Energia S.A., a Rede Lajeado Energia S.A., a Tocantins Energia S.A. e a Tangará Energia S.A.; foi prorrogado o contrato para vencimento em 31/10/2009 e renegociada a taxa de remuneração para 100% do CDI mais 1% a.a.

Em 25/02/2008, através do 4º aditamento ao Instrumento Particular de Contrato de Mútuo Multilateral entre as holdings e demais empresas, foi renegociada a taxa de remuneração para 100% do CDI.

(d) Conta corrente – 01/09/2006

- Contrato Multilateral de Mútuo, 1º e 2º aditamentos entre as empresas distribuidoras, geradoras e não concessionárias (anuência ANEEL, conforme Despacho nº 2.769 de 27 de novembro de 2006)

As empresas geradoras e não concessionárias darão em empréstimos, recursos financeiros às distribuidoras, na medida de suas necessidades, de forma sucessiva e contínua, com remuneração sobre o saldo devedor, calculada com base em 100% do CDI mais 2% de juros anuais, no período de 1º de setembro de 2006 a 31 de agosto de 2008. Cada empresa tem um limite máximo para o saldo credor, as distribuidoras, por sua vez, somente poderão realizar operações de conta corrente na condição de tomadoras dos empréstimos perante as geradoras e não concessionárias.

Em fevereiro de 2008, através do 3º aditamento ao Instrumento Particular de Contratos de Mútuo entre as empresas distribuidoras, geradoras e não concessionárias, foi repactuado a remuneração do contrato, passando a ser de 100% do CDI a partir do saldo devedor em 25/02/2008. Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do Despacho nº 709 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 22/02/2008.

Em 29/07/2008, através do 4º aditamento ao Instrumento Particular de Contratos de Mútuo entre as empresas distribuidoras, geradoras e não concessionárias, foi incluída a Juruena Energia S.A. na qualidade de mutuante geradora; foram excluídas a Rede Lajeado Energia S.A., a Tocantins Energia S.A. e a Ipueiras Energia S.A.; foi permitido que as mutuantes realizem operações de empréstimos financeiros entre si; foram revistos os limites máximos para o saldo credor de cada empresa; e foi prorrogado o vencimento do contrato para 31 de agosto de 2011, anuído pela ANEEL conforme Despacho nº 3.661 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 26/10/2008.

Em 31/10/2008, através do 5º aditamento ao Instrumento Particular de Contratos de Mútuo entre as empresas distribuidoras, geradoras e não concessionárias, foram incluídas no contrato a distribuidora ENERSUL e a CELPA, na condição de mutuárias, anuído pela ANEEL conforme Despacho nº 4.579 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 11/12/2008.

(e) Conta corrente – 31/12/2006

Refere-se a consolidação e repactuação dos saldos dos contratos denominados "Conta Corrente até 31/08/2004" que seriam pagos em 120 meses com carência de 18 meses e remunerados à taxa de 100% CDI e do contrato denominado "Conta Corrente após 01/09/2004" que permitia a movimentação financeira entre empresas do grupo com remuneração de CDI mais 2% de juros a.a., com prazo de vencimento de 24 meses, repactuados nas seguintes condições:

- Carência de 24 meses
- Prazo de 86 meses
- Remuneração 100% CDI mais 2% de juros a.a.

Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do Despacho nº 181 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 29/01/2007.

Em fevereiro de 2008, através do 1º aditamento ao Instrumento Particular de Contratos de Repactuação de Dívida de Mútuo, foi repactuado a remuneração do contrato passando a ser de 100% do CDI a partir do saldo de devedor em 31/12/2007. Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do Despacho nº 709 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 22/02/2008.

(f) Contrato venda e compra de ações

Como parte do processo de reorganização societária, a Companhia adquiriu e alienou participações societárias através de instrumentos particulares de venda e compra de ações, conforme abaixo:

- Denerge Desenvolvimento Energético S.A.

Alienação:

Rede Peixe Energia S.A. – 60 parcelas mensais e sucessivas com carência de três anos, vencendo a 1ª parcela em 03/04/2009, acrescidas de 100% do CDI mais 2% a.a.

Aquisição:

Rede Comercializadora de Energia S.A. e Rede Eletricidade e Serviços S.A. – entrada em 3 parcelas anuais com vencimentos em 30/06/2006, 30/06/2007 e 30/06/2008 e mais 84 parcelas mensais, vencendo a 1ª em 30/07/2008. Todas acrescidas de 100% CDI mais 2% a.a.

- Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.

Aquisição:

Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. – entrada em 3 parcelas anuais com vencimentos em 30/06/2006, 30/06/2007 e 30/06/2008 e mais 84 parcelas mensais, vencendo a 1ª em 30/07/2008. Todas acrescidas de 100% CDI mais 2% a.a.

14.2. REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

A remuneração total dos administradores da Companhia para o exercício de 2008 foi de R\$818 que corresponde, em sua totalidade, a benefícios de curto prazo.

14.3. COMPARTILHAMENTO DE INFRAESTRUTURA

Atualmente as empresas do Grupo Rede compartilham as seguintes atividades, equipamentos e instalações:

Compartilhamento de aeronave: foi firmado em 24/03/1999, entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado de Aeronaves e Outras Avenças, conforme Ofício nº 1.955-SFF/ANEEL de 25/11/2003.

Em novembro de 2008, através do primeiro termo aditivo ao Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado de Aeronaves e Outras Avenças, foi incluída a ENERSUL, anuído pela ANEEL através do Despacho nº 4.399 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 27/11/2008.

Todas as despesas incorridas na manutenção e operação são apuradas na controlada Caiuá Distribuidora, detentora da aeronave e repassadas às demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato.

Compartilhamento de escritório comercial em Brasília: foi firmado contrato em 22/07/2004 entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, com vigência de 24 meses, aprovado conforme Ofício nº 1.185-SFF/ANEEL de 19/07/2004.

Em 17/07/2006, foi prorrogada a vigência do Contrato por mais 24 meses, aprovada conforme Despacho nº 1.781-SFF/ANEEL de 07/08/2006 e publicada no DOU de 08/08/2006.

Em 01/07/2008, foi prorrogada a vigência do Contrato para 21/07/2010, aprovada conforme Despacho nº 652-SFF/ANEEL de 17/02/2009 e publicada no DOU de 20/02/2009.

Em 27/10/2008, através do Primeiro Termo Aditivo ao Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado e de Rateio de Despesas, foi incluída a coligada ENERSUL, aprovado conforme Despacho nº 652-SFF/ANEEL de 17/02/2009 e publicado no DOU de 20/02/2009.

Os custos referentes ao escritório são suportados pela controlada EDEVP e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato.

Compartilhamento de serviços e infraestrutura de telefonia e comunicação: Foi firmado contrato em 24/07/2004 entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, sem necessidade de anuência prévia da ANEEL, conforme Ofício nº 1.706-SFF/ANEEL de 24/08/2007.

Os custos referentes à infraestrutura de telefonia e comunicação são suportados pela controlada Caiuá Distribuidora e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato.

Compartilhamento de link de dados: foi firmado contrato em 17/04/2008 entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, sem necessidade de anuência prévia da ANEEL, conforme Ofício nº 920-SFF/ANEEL de 16/05/2008. Os custos referentes ao link de dados são suportados pela controlada CEMAT e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato.

Compartilhamento do atendimento 0800 a portadores de deficiência auditiva e/ou de fala: foi firmado contrato em 24/11/2008 entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, aprovado conforme Despacho nº 4.793-SFF/ANEEL de 24/12/2008 e publicado no DOU em 26/12/2008.

Os custos referentes ao atendimento 0800 a portadores de deficiência auditiva e/ou de fala são suportados pela controlada CELTINS e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato.

Acordo de cooperação para gestão de pessoal: para utilização recíproca dos recursos humanos nas atividades comuns de gerência e direção, foi firmado em 03/08/2006 entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CELPA, CEMAT, CELTINS, CFLO e Rede Comercializadora, com vigência de 24 meses, aprovado conforme Despacho nº 2.207-SFF/ANEEL de 26/09/2006 e publicado no DOU de 27/09/2006.

Em 08/07/2008, através do Primeiro Termo Aditivo ao Acordo de Cooperação para Gestão de Pessoal, foi prorrogada a vigência do Acordo para 02/08/2011, aprovada conforme Despacho nº 3.923-SFF/ANEEL de 28/10/2008 e publicada no DOU de 29/10/2008.

Em 06/11/2008, através do Segundo Termo Aditivo ao Acordo de Cooperação para Gestão de Pessoal, foi incluída a controlada ENERSUL e alterada a vigência do Acordo para 02/08/2010, aprovada conforme Despacho nº 4.398-SFF/ANEEL de 27/11/2008 e publicada no DOU de 28/11/2008.

Compartilhamento de Centro Integrado de Atendimento e Processos Comerciais de Presidente Prudente: foi firmado em 15/02/2006 contrato de compartilhamento da estrutura de custos para os serviços de atendimento via *call center* e processos comerciais, relacionados à impressão de contas, controle de arrecadação entre empresas Caiuá Distribuidora, EEB, EDEVP, CNEE e CFLO, emissão de rol de leitura e análise comercial *call center* e emissão de relatórios de faturamento e arrecadação com vigência de 24 meses, aprovado conforme Ofício nº 600-SFF/ANEEL de 21/03/2006 e publicado no DOU em 22/03/2006.

Em 22/02/2008, foi prorrogada a vigência do Contrato por mais 24 meses, aprovada conforme Despacho nº 1.701-SFF/ANEEL de 29/04/2008 e publicada no DOU de 30/04/2008.

15. IMPOSTO DE RENDA, CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS DIFERIDOS

Ativo diferido

	Companhia			
	Circulante		Não circulante	
	2008	2007	2008	2007
Crédito de Contribuição Social sobre:				
Base Negativa	-	-	12.226	-
Diferenças Temporárias	-	-	29.965	-
Efeitos da Lei 11.638/07 e MP 449/08	34	-	5.113	-
Crédito de Imposto de Renda sobre:				
Prejuízos Fiscais	-	-	33.963	-
Diferenças Temporárias	-	-	83.235	-
Efeitos da Lei 11.638/07 e MP 449/08	95	-	14.202	-
Total dos créditos fiscais diferido	129	-	178.704	-

O registro dos créditos tributários está fundamentado no estudo técnico de viabilidade da realização do ativo fiscal diferido de acordo com a Instrução CVM nº 371 e, considerando a existência de lucros tributários futuros, a Administração da Companhia estima recuperar o crédito tributário não circulante em até no máximo 2012.

Passivo diferido

Diferenças Temporárias

Os saldos de imposto de renda e a contribuição social diferidos na Companhia estão associados basicamente à receita financeira oriunda da MTM - Marcação a Mercado dos títulos "Perpétuo" de dívida de R\$773 milhões, que afetou o resultado de 2008.

	Companhia			
	Circulante		Não circulante	
	2008	2007	2008	2007
Imposto de Renda - Lei 11.638/07	-	-	204.082	-
Contribuição Social - Lei 11.638/07	-	-	73.470	-
	-	-	277.552	-

Encargos de Reavaliação:

	Companhia			
	Imposto de renda	Contribuição social	Total	
			2008	2007
Composição da despesa com impostos				
Reserva de reavaliação	394.199	394.199	-	-
(-) Terrenos	(7.167)	(7.167)	-	-
(-) Reversão de reavaliação anterior	(110.148)	(110.148)	-	-
(-) Depreciação e baixas	(172.281)	(172.281)	-	-
Base de cálculo	104.603	104.603	-	-
Aliquotas	25%	9%		
Encargos tributários	26.151	9.414	35.565	58.880

Ativo diferido

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	2008	2007	2008	2007
Crédito de Contribuição Social sobre:				
Base Negativa	-	-	192.780	144.887
Diferenças temporariamente ineditáveis	-	-	50.731	8.010
Amortização do ágio	-	-	24.217	-
Efeitos da Lei nº 11.638/07	2.143	-	8.487	-
Crédito de Imposto de Renda sobre:				
Prejuízos fiscais	-	-	541.901	390.596
Diferenças temporariamente ineditáveis	-	-	140.026	22.248
Amortização do ágio	-	-	67.268	-
Efeitos da Lei nº 11.638/07	5.957	-	23.575	-
Total dos créditos fiscais diferido	8.100	-	1.048.985	565.741

Baseada no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis computados de acordo com a Instrução CVM nº 371, a Companhia e suas controladas estimam recuperar o crédito tributário não circulante nos seguintes exercícios:

2009	2010	2011	2012	2013	Após 2013	Total não circulante
91.914	110.363	119.221	286.752	89.831	350.904	1.048.985

O aumento do crédito fiscal diferido em 2008 foi decorrente basicamente da constituição de R\$277 milhões na Companhia e da inclusão de R\$262 milhões da controlada Enersul, adquirida em setembro de 2008.

Passivo diferido

Diferenças Temporárias:

Os saldos de imposto de renda e a contribuição social diferidos passivos na Companhia e suas controladas são provenientes, do subsídio irrigação e aquicultura, do reposicionamento tarifário e da receita decorrente de custos incorridos com o Programa Luz para Todos, sem cobertura tarifária, a qual é excluída da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social, cuja tributação ocorrerá na medida e na proporção do efetivo faturamento e dos efeitos da Lei nº 11.638/07 e MP 449/08.

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	2008	2007	2008	2007
Imposto de Renda	19.373	5.343	7.805	-
Contribuição Social	6.992	1.923	2.810	-
PIS/COFINS	-	-	229	-
Imposto de Renda - Lei 11.638/07	6.053	-	207.416	-
Contribuição Social - Lei 11.638/07	2.179	-	74.669	-
	34.597	7.266	292.929	-

Encargos de Reavaliação:

	Consolidado			
	Imposto de renda	Contribuição social	Total	
			2008	2007
Reserva de reavaliação	3.399.525	3.399.525	-	-
(-) Terrenos	(56.444)	(56.444)	-	-
(-) Reversão de reavaliação anterior	(819.533)	(819.533)	-	-
(-) Depreciação e baixas	(939.870)	(939.870)	-	-
Base de cálculo	1.583.678	1.583.678	-	-
Alíquotas	25%	9%		
Encargos tributários	395.920	142.531	538.451	604.281

16. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

Composição	Não Circulante	
	2008	2007
Tesouro Nacional (a)	54.036	32.390
Outros (b)	6.810	29.018
Total	60.846	61.408

- (a) Refere-se à caução dada em garantia dos empréstimos com o Tesouro Nacional, a qual é corrigida através de índice semestral e variação cambial, sendo a data de vencimento em 15/04/2024.
- (b) Refere-se à caução em garantia do contrato de leasing da aeronave junto ao Banco GE, sendo corrigida através da taxa Libor e variação cambial com vencimento em 17/01/2010.

17. INVESTIMENTOS

Os investimentos estão representados da seguinte forma:

	Companhia			Consolidado	
	2008	2007		2008	2007
Participações em controladas					
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	87.394	91.936		-	-
Companhia Nacional de Energia Elétrica	77.448	79.724		-	-
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	244.109	235.760		-	-
Companhia Força e Luz do Oeste	21.009	22.306		-	-
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	450.828	552.405	(a)	-	126.269
QMRA Participações S.A.	103.438	100.775	(a)	-	154.144
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	97.970	97.934	(d)	(14.145)	(14.145)
Rede Lajeado Energia S.A.	-	240.583		-	-
Tangará Energia S.A.	63.001	59.218		-	-
Rede Power do Brasil S.A.	71.622	70.785		-	-
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	80.966	98.825		-	-
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	116.330	124.617	(a)	-	8.370
Rede Comercializadora de Energia S.A.	(5.162)	34.551	(a)	-	33.953
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	119	16.124	(a)	-	16.005
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	271.729	-	(c)	(188.937)	-
Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A.	15.389	5.037	(b)	-	5.037
	1.696.190	1.830.580		(203.082)	329.633
Participações em coligadas					
Investco S.A.	-	23.930	(a)	-	409.648
Outros investimentos	467	704		26.986	27.358
	1.696.657	1.855.214		(176.096)	766.639

(a) Em 2008, os ágios foram reclassificados para o intangível em atendimento à Deliberação CVM nº 553/08.

(b) Empresa em fase pré-operacional, que exercerá a atividade de cultivo, industrialização, produção, comercialização, importação e exportação de álcool, açúcar e todos os seus produtos/subprodutos.

(c) Em 11 de setembro de 2008 foi concluída a permuta sem torna, onde de um lado a Rede Energia S.A. e a Rede Power do Brasil S.A. transferiram a totalidade das ações detidas na Rede Lajeado Energia S.A., na Tocantins Energia S.A. e na Investco S.A. para a EDP - Energias do Brasil S.A., em troca receberam a totalidade das ações detidas pela EDP na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL. A Companhia e sua controlada Rede Power do Brasil S.A. passaram a exercer o controle da ENERSUL a partir do dia 1º de setembro de 2008, data em que passou a ser consolidada. A transação gerou um deságio no valor de R\$188.937, sendo R\$104.586 para a Companhia e R\$84.351 para a controlada Rede Power do Brasil S.A., conforme demonstrado a seguir:

Rede Energia S.A.

REDE ENERGIA S.A.	R\$	REDE POWER DO BRASIL S.A.	R\$
Participações Transferidas		Participações Transferidas	
Rede Lajeado	252.654	Rede Lajeado	150.074
Tocantis Energia	0	Tocantis Energia	76.109
Investco	42.180		0
TOTAL	294.834	TOTAL	226.183
Participação Recebida		Participação Recebida	
Enersul	399.420	Enersul	310.534
Deságio	(104.586)	Deságio	(84.351)

- (d) Deságio apurado na aquisição de 10,11% das ações da controlada CELPA, junto ao Clube de Investimentos dos empregados da CELPA – INVESTCELPA, transferidas em maio de 2005, não possuindo fundamentação econômica.

O resultado do ajuste da equivalência patrimonial nas controladas é o seguinte:

	Companhia		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Controlada				
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	3.768	3.578	-	-
Companhia Nacional de Energia Elétrica	(2.137)	10.651	-	-
Companhia Força e Luz do Oeste	(1.267)	3.091	-	-
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	10.836	5.970	-	-
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	33.617	30.794	-	-
QMRA Participações S.A.	(39.275)	(24.910)	-	-
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	3.875	7.406	-	-
Rede Lajeado Energia S.A.	12.071	16.149	-	-
Tangará Energia S.A.	6.355	(2.186)	-	-
Rede Power do Brasil S.A.	3.306	7.234	-	-
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	(17.534)	352	-	-
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A.	2.108	3.709	-	-
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	(3.809)	-	-	-
Rede Comercializadora de Energia S.A.	(5.760)	10.563	-	-
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	6.602	1.995	-	-
Investco S.A.	871	23	-	-
Subtotal	13.627	74.419	-	-
Amortização de ágio	(9.923)	(13.965)	(20.063)	(23.496)
Total	3.704	60.454	(20.063)	(23.496)

Informações sobre investimentos relevantes avaliados pelo método da equivalência patrimonial;

	EEB		CNEE		CFLO	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Quantidade de ações do capital social	1.172.355	1.172.355	2.365.176	2.365.176	346.455.428	346.455.428
Quantidade de ações possuídas	1.072.117	1.072.117	2.334.173	2.334.173	338.492.582	338.492.582
Percentual de participação direta	91,45%	91,45%	98,69%	98,69%	97,70%	97,70%
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Valor do capital social	40.948	40.948	28.000	28.000	11.500	11.500
Valor do patrimônio líquido ajustado	95.564	100.532	78.476	80.782	21.504	22.831
Resultado do exercício	3.839	4.400	(2.165)	11.868	(1.297)	3.668
Valor do investimento	87.394	91.936	77.448	79.724	21.009	22.306
Resultado da equivalência patrimonial	3.768	3.578	(2.137)	10.651	(1.267)	3.091
	CELTINS		CEMAT		QMRA	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Quantidade de ações do capital social	378.733.957	378.733.957	118.853.305	118.853.305	225.265.000	225.265.000
Quantidade de ações possuídas	192.631.910	192.631.910	47.442.678	47.442.678	225.265.000	146.422.247
Percentual de participação direta	50,86%	50,86%	39,92%	39,92%	100,00%	65,00%
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Valor do capital social	189.367	189.367	710.196	710.196	225.265	225.265
Valor do patrimônio líquido ajustado	479.791	463.547	1.129.436	1.063.475	103.438	155.038
Resultado do exercício	24.305	31.735	84.561	98.670	(57.552)	(38.324)
Lucro realizado (não realizado)	-	-	-	-	-	-
Valor do investimento	244.109	235.760	450.829	426.135	103.438	100.775
Adiantamento para aumento de capital	-	-	-	-	-	-
Ágio a amortizar	-	-	123.276	126.269	77.970	-
Total do investimento	244.109	235.760	574.105	552.404	181.408	100.775
Resultado da equivalência patrimonial	10.836	5.970	33.617	30.794	(39.275)	(24.910)
	CELPA		Rede Lajeado (*)		Tangará	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Quantidade de ações do capital social	63.850.937.020	63.850.937.020	-	132.793.454	78.271.000	78.271.000
Quantidade de ações possuídas	6.452.992.384	6.452.992.384	-	39.350.358	55.400.214	48.270.992
Percentual de participação direta	10,11%	10,11%	-	29,63%	70,78%	67,32%
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Valor do capital social	518.932	518.932	-	513.810	78.271	78.271
Valor do patrimônio líquido ajustado	1.109.367	1.108.599	-	811.957	88.504	81.940
Resultado do exercício / período	38.767	114.217	44.663	59.598	5.339	3.479
Valor do investimento	112.115	112.079	-	240.583	63.001	59.218
Adiantamento para aumento de capital	-	-	-	-	1.224	1.224
Deságio	(14.145)	(14.145)	-	-	-	-
Total do investimento	97.970	97.934	-	240.583	64.225	60.442
Resultado da equivalência patrimonial	3.875	7.406	12.071	16.149	6.355	(2.186)

	Rede Power		Caiuá Distribuição		EDEVale	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Quantidade de ações do capital social	97.508	97.508	111.651.370	111.651.370	115.905.275	115.905.275
Quantidade de ações possuídas	97.488	97.488	111.651.366	111.651.366	115.905.271	115.905.271
Percentual de participação direta	99,98%	99,98%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Valor do capital social	65.178	65.178	111.267	111.267	115.905	115.905
Valor do patrimônio líquido ajustado	71.637	70.799	80.966	98.825	116.330	116.224
Resultado do exercício	3.306	7.263	(17.534)	352	2.108	7.709
Valor do investimento	71.622	70.785	80.966	98.825	116.330	116.224
Ágio a amortizar	-	-	-	-	7.376	8.370
Adiantamento para aumento de capital	-	-	-	-	-	23
Total do investimento	71.622	70.785	80.966	98.825	123.706	124.617
Resultado da equivalência patrimonial	3.306	7.234	(17.534)	352	2.108	3.709

	Rede Com		Rede Serv		Vale do Vacaria	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Quantidade de ações do capital social	1.000	1.000	1.000	1.000	20.409	20.409
Quantidade de ações possuídas	996	996	995	995	10.405	10.405
Percentual de participação direta	99,60%	99,60%	99,50%	99,50%	50,98%	50,98%
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Valor do capital social	500	500	100	100	20.510	20.510
Valor do patrimônio líquido ajustado	(5.138)	600	120	120	20.510	5.047
Resultado do exercício	(5.783)	10.606	6.635	2.015	-	-
Valor do investimento	(5.162)	597	119	119	10.460	1.028
Ágio a amortizar	29.919	33.954	14.104	16.005	10.040	4.009
Adiantamento para aumento de capital	-	-	-	-	4.929	-
Total do investimento	24.757	34.551	14.223	16.124	25.429	5.037
Resultado da equivalência patrimonial	(5.760)	10.563	6.602	1.995	-	-

Energisul		
	2008	2007
Quantidade de ações do capital social	53.137.012.348	-
Quantidade de ações possuídas	29.851.213.653	-
Percentual de participação direta	56,18%	-
	R\$	R\$
Valor do capital social	463.412	-
Valor do patrimônio líquido ajustado	669.839	-
Resultado do exercício	68.666	-
Valor do investimento	376.315	-
Deságio a realizar	(104.586)	-
Adiantamento para aumento de capital	-	-
Total do investimento	271.729	-
Resultado da equivalência patrimonial	-	-

Investco S. A.				
	2008(*) (**)		2007 (*)	
	Balanco	Saldo Consolidados	Balanco	Saldo Consolidados
Ativo Circulante	-	-	25.976	10.297
Ativo não circulante	-	-	1.409.970	558.912
Passivo Circulante	-	-	133.045	52.739
Passivo não Circulante	-	-	312.043	123.694
Patrimônio Líquido	-	-	990.858	392.776
Receita Líquida	144.846	59.636	205.492	78.020
Resultado operacional	59.656	24.554	61.337	23.043
Lucro Líquido	39.713	16.339	61.455	23.401

(*) Participação consolidada proporcionalmente à percentagem de participação no capital social;

(**) Participação acionária permutada em 11 de setembro de 2008 - item 'c' acima.

18. IMOBILIZADO

Por natureza, o imobilizado está constituído da seguinte forma:

			<u>2008</u>	<u>2007</u>
	<u>Custo</u>	<u>Depreciação amortização acumulada</u>	<u>Valor líquido</u>	<u>Valor líquido</u>
Em Serviço				
Terrenos	46.944	-	46.944	86.848
Reservatórios, barragens e adutoras	82.747	(14.934)	67.813	291.457
Edificações, obras civis e benfeitorias	332.183	(114.223)	217.960	294.265
Máquinas e equipamentos	9.238.763	(2.764.575)	6.474.188	5.066.926
Veículos	55.399	(40.776)	14.623	5.765
Móveis e utensílios	24.076	(16.490)	7.586	7.201
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(1.659.482)	46.127	(1.613.355)	(937.497)
Subtotal	8.120.630	(2.904.871)	5.215.759	4.814.965
Em Curso				
Terrenos	4.666	-	4.666	3.215
Reservatórios, barragens e adutoras	25	-	25	5.223
Edificações, obras civis e benfeitorias	66.434	-	66.434	43.691
Máquinas e equipamentos	1.195.975	-	1.195.975	825.896
Veículos	1.530	-	1.530	842
Móveis e utensílios	1.974	-	1.974	1.911
Material em depósito	202.368	-	202.368	157.406
Outros	200.303	-	200.303	174.997
(-) Obrigações vinc. à conc. líquida	(877.143)	-	(877.143)	(874.709)
Subtotal	796.132	-	796.132	338.472
Total	8.916.762	(2.904.871)	6.011.891	5.153.437

O imobilizado em curso refere-se substancialmente às obras de expansão em andamento do sistema de distribuição de energia elétrica.

Por atividade, o imobilizado está constituído da seguinte forma:

					2008	2007
	Taxas anuais médias ponderadas de depreciação % (*)	Custo	Depreciação acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas à concessão líquida	Valor líquido
Em Serviço						
Geração	2,95%	316.789	(73.844)	242.945	(207)	242.738
Transmissão	0,00%					39.192
Distribuição	4,52%	9.102.808	(2.690.928)	6.411.880	(1.611.488)	4.800.392
Comercialização	4,30%	46.027	(16.135)	29.892	(1.359)	28.533
Administração	5,92%	314.488	(170.091)	144.397	(301)	144.096
Subtotal		9.780.112	(2.950.998)	6.829.114	(1.613.355)	5.215.759
Em Curso						
Geração		6.024	-	6.024	(26)	5.998
Transmissão						303
Distribuição		1.620.378	-	1.620.378	(877.042)	743.336
Comercialização		2.228	-	2.228	(55)	2.173
Administração		44.645	-	44.645	(20)	44.625
Subtotal		1.673.275	-	1.673.275	(877.143)	796.132
Total		11.453.387	(2.950.998)	8.502.389	(2.490.498)	6.011.891

(*) Taxa média calculada considerando a despesa de depreciação do exercício dividida pelo saldo médio anual do imobilizado.

A mutação do ativo imobilizado está demonstrada abaixo:

Em Serviço	Saldo em 2007	Exclusão das Empresas	Inclusão das Empresas	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 2008
Custo		Investco; Lajeado; Tocantins; Ipueiras	Enersul e Vale Vacaria				
Geração	904.298	(584.900)	-	976	(9.580)	5.995	316.789
Transmissão	47.578	(47.578)	-				-
Distribuição	6.585.693		1.492.397	9.691	(163.298)	1.178.325	9.102.808
Comercialização	43.554		2.609	3	(849)	710	46.027
Administração	150.087	(58)	131.297	1.189	(7.392)	39.365	314.488
Subtotal Custo	7.731.210	(632.536)	1.626.303	11.859	(181.119)	1.224.395	9.780.112
Obrigações vinc. à concessão	(941.776)		(230.581)	(287.896)	30.485	(229.714)	(1.659.482)
Total do Custo	6.789.434	(632.536)	1.395.722	(276.037)	(150.634)	994.681	8.120.630
(-) Depreciação							
Geração	(137.594)	71.253	-	(9.385)	1.882	-	(73.844)
Transmissão	(8.386)	8.724	-	(338)			-
Distribuição	(1.753.480)		(588.826)	(393.713)	45.298	(207)	(2.690.928)
Comercialização	(14.212)		(330)	(1.979)	301	85	(16.135)
Administração	(65.076)		(77.064)	(33.332)	5.259	122	(170.091)
Subtotal Depreciação	(1.978.748)	79.977	(666.220)	(438.747)	52.740	-	(2.950.998)
Obrigações vinc. à concessão	4.279			22.928	18.920		46.127
Total da Depreciação	(1.974.469)	79.977	(666.220)	(415.819)	71.660	-	(2.904.871)
Total Imobilizado em Serviço	4.814.965	(552.559)	729.502	(691.856)	(78.974)	994.681	5.215.759
Em Curso							
Geração	49.512	(43.735)	-	5.603	(323)	(5.033)	6.024
Transmissão	303	(303)	-				-
Distribuição	1.149.708		69.494	1.638.686	(60.042)	(1.177.467)	1.620.379
Comercialização	2.293		-	940	(40)	(966)	2.227
Administração	11.365		40.052	39.213	(5.056)	(40.929)	44.645
Subtotal	1.213.181	(44.038)	109.546	1.684.442	(65.461)	(1.224.395)	1.673.275
Obrigações vinc. à concessão	(874.709)		(31.964)	(284.106)	83.922	229.714	(877.143)
Total Imobilizado em Curso	338.472	(44.038)	77.582	1.400.336	18.461	(994.681)	796.132
Total do Imobilizado	5.153.437	(596.597)	807.084	708.480	(60.513)	-	6.011.891

As principais taxas anuais de depreciação por macroatividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 240/06, são as seguintes:

	<u>Taxas anuais de depreciação (%)</u>		<u>Taxas anuais de depreciação (%)</u>
<u>Distribuição</u>		<u>Comercialização</u>	
Barra de capacitores	5,00 - 6,70	Equipamento geral	10,00
Chave de distribuição	3,30 - 6,70	Edificações	4,00
Condutor do sistema	2,50 - 5,00	<u>Administração central</u>	
Estrutura do sistema	2,50 - 5,00	Veículos	20,00
Regulador de tensão	3,50 - 4,80	Equipamento geral	10,00
Transformador de distribuição	5,00		

Dos bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no Passivo Não Circulante, e estão sendo apresentadas como dedução do Ativo Imobilizado, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras.

A partir de 1º de janeiro de 2007, as Obrigações Vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28 de dezembro de 2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 8 de fevereiro de 2007, 15 de fevereiro de 2007 e 27 de junho de 2007, respectivamente. Nessas legislações ficou determinado que:

- As baixas do ativo imobilizado, de bens ou empreendimentos que tenham sido total ou parcialmente constituídos com recursos de terceiros, devem ser refletidas nas Obrigações Vinculadas, de forma a anular os efeitos no resultado do exercício, quando do encerramento da Ordem de Desativação - ODD.

Para fins de baixa dos recursos registrados nas Obrigações Vinculadas, deve ser identificado e utilizado o percentual que o bem ou empreendimento baixado representa em relação ao ativo imobilizado em serviço da respectiva atividade.

- Os valores registrados nas Obrigações Vinculadas passaram a ser objeto de cálculo de Reintegração – Depreciação e registrados contabilmente de forma que o efeito desta despesa seja anulado no resultado do exercício. O prazo de início da apuração da depreciação acumulada deve ser a partir do 2º ciclo da revisão tarifária.

Para a apuração do valor da reintegração, deve ser utilizada a taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das Obrigações Vinculadas. A Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias e os procedimentos iniciais para a realização do 2º ciclo de revisão tarifária periódica de suas controladas.

Desde 1º de janeiro de 1996, essas obrigações não estão sendo mais atualizadas pelos efeitos da inflação, tendo a seguinte composição em 31 de dezembro:

	2008	2007
Participação da União	61.734	31.566
Participação dos Estados	181.909	159.742
Participação dos Municípios	83.937	86.311
Participação do consumidor	710.642	636.489
Doações e subvenções destinadas a investimento no serv. concedido	240.934	132.150
Programa de Eficiência Energética - PEE	103	84
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	3.720	123
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	1.206.153	764.473
Outros	1.366	1.268
	2.490.498	1.812.206

Em conformidade com as disposições da Resolução ANEEL nº 784, de 24 de dezembro de 2002, e Resolução Autorizativa ANEEL nº 81, de 9 de março de 2004, a controlada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, devido à implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais, relativos ao: sistema de transmissão Brasnorte/Juara/Juína, Sistema de Transmissão Sapezal aprovado pela Resolução Autorizativa nº 320, de 19/09/2005, alterado pela Resolução Autorizativa nº 1.698, de 02/12/2008; Sistema Tabaporã aprovado pela Resolução Autorizativa nº 512, de 11/04/2006; Sistema de Transmissão Nova Monte Verde aprovado pela Resolução Autorizativa nº 897, de 02/05/2007; Sistema de Transmissão Baixo Araguaia aprovado pela Resolução Autorizativa nº 906, de 02/05/2007; e Sistema de Transmissão Juruena aprovado pela Resolução Autorizativa nº 1371, de 20/05/2008.

A CEMAT tem registrado os valores referentes a esse subsídio da seguinte forma:

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	A receber
Sistema Brasnorte/Juara/Juína - Trecho Campo Novo/Brasnorte	em serviço	12.094	9.071	9.071	-
Sistema Brasnorte/Juara/Juína - Trecho Juara/Juína	em serviço	55.904	42.172	42.172	-
Sistema de Transmissão Sapezal	em serviço	17.386	13.040	4.372	8.668
Sistema de Transmissão Tabaporã	em serviço	3.078	2.132	2.132	-
Sistema de Transmissão Nova Monte Verde	em curso	53.511	56.542	-	56.542
Sistema de Transmissão Baixo Araguaia	em curso	177.282	152.916	-	152.916
Sistema de Transmissão Juruena	em curso	11.021	40.310	-	40.310
Total		330.276	316.183	57.747	258.436

Do montante pendente de recebimento, apenas as obras do sistema Sapezal encontram-se em serviço, enquanto as obras dos sistemas do Baixo Araguaia, Nova Monte Verde e Juruena encontram-se em curso. E pela regra estabelecida pela ANEEL, os valores do benefício só serão repassados à Concessionária após a sua efetiva energização.

As obras em andamento encontram-se na seguinte condição:

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	A receber
Sistema de Transmissão Nova Monte Verde	em curso	53.511	56.542	-	56.542
Sistema de Transmissão Baixo Araguaia	em curso	177.282	152.916	-	152.916
Sistema de Transmissão Juruena	em curso	11.021	40.310	-	40.310
Total		241.814	249.768	-	249.768

Reavaliação

Em atendimento à Deliberação CVM 183/95, item 15, a Companhia e suas controladas procederam a uma nova avaliação dos bens reavaliados em 2001, como forma de dar continuidade à prática contábil estabelecida para os bens do imobilizado.

A reavaliação abrangeu as usinas hidrelétricas, usinas térmicas, linhas e redes de transmissão, linhas e redes de distribuição, subestações e equipamentos em geral.

A Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29 de julho de 2005 aprovou a nomeação das empresas especializadas Moore Stephens Lima Lucchesi Auditores Independentes e Stima Engenharia Ltda. e o respectivo Laudo de Avaliação apresentado pelas empresas, em que constam os novos valores dos bens do imobilizado na data-base de 31 de maio de 2005.

A seguir detalhamos os montantes do incremento ao imobilizado e ao patrimônio líquido consolidados:

	<u>Laudo de reavaliação</u>	<u>Valor residual</u>	<u>Incremento</u>
Geração	11.851	4.011	7.840
Distribuição	274.534	162.182	112.352
Comercialização	4.691	3.665	1.026
Administração	5.955	2.637	3.318
Transmissão	335	69	266
Total de incremento ao Imobilizado	<u>297.366</u>	<u>172.564</u>	<u>124.802</u>
Impostos diferidos			(41.280)
Reavaliações anteriores			390.719
Equivalência patrimonial sobre nova reavaliação			423.257
Realização da reserva de reavaliação líquida de impostos diferidos (depreciação e baixas)			<u>(338.108)</u>
Reserva de reavaliação registrada no patrimônio líquido em 31/12/2008			<u>559.390</u>

O efeito no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2008 oriundo das depreciações, baixas e alienações foi de R\$45.258 (Companhia) e R\$60.075 (consolidado).

Impairment

As controladas efetuaram o teste de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis de acordo com CPC 01 – Deliberação CVM nº 527, com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de fluxo de caixa e a reversão dos ativos da base de remuneração. O valor apurado se mostrou superior ao respectivo valor contábil.

Universalização

A ANEEL, por meio da Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, alterado pela Resolução nº 52, de 25 de março de 2004, estabeleceu as condições gerais para a elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica, visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público e distribuição de energia elétrica.

Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica “Luz para Todos”

O Decreto Presidencial nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa Luz para Todos, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

De acordo com o artigo 2º do Decreto, os recursos necessários para o custeio do Programa serão oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE instituída como subvenção econômica pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, da Reserva Global de Reversão - RGR instituída pela Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, de agentes do setor elétrico, da participação dos Estados, Municípios e outros destinados ao Programa. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e das empresas que compõem o sistema ELETROBRÁS.

Através de suas controladas, foram firmados contratos de financiamentos e concessão de subvenções junto à ELETROBRÁS no âmbito do Programa Luz para Todos para atendimento de 543.523 (*) novos consumidores. A composição da realização do Programa até dezembro de 2008 está da seguinte forma:

O valor total dos programas em suas controladas é de R\$2.792.695, com o objetivo de ligar 543.523 (*) novos consumidores e instalar uma usina térmica de 500KW na Comunidade do Distrito de Guariba, no Município de Colniza, Mato Grosso, o montante dos investimentos realizados até dezembro de 2008 é de R\$1.993.235, o saldo a ser investido em 2009 é de R\$340.920.

As controladas CELPA, CEMAT e CELTINS possuem projetos que estão sendo analisados junto à ELETROBRÁS para uma nova etapa do Programa.

(*) Informações não auditadas.

19. INTANGÍVEL

	Custo	Depreciação acumulada	2008	2007
INTANGÍVEL EM SERVIÇO				
Geração				
Servidões	191		191	191
Software	64	(20)	44	262
Distribuição				
Servidões	13.174	(39)	13.135	10.915
Software	12.708	(7.931)	4.777	3.600
Direito de uso de linha telefônica				4
Comercialização				
Servidões	1	-	1	1
Software	5.953	(3.829)	2.124	739
Direito de uso de linha telefônica	86		86	86
Administração				
Servidões	17	-	17	17
Software	91.265	(50.730)	40.535	7.926
Direito de uso de linha telefônica	33	-	33	33
Subtotal	123.492	(62.549)	60.943	23.774
INTANGÍVEL EM CURSO				
Geração				
Servidões				
Software				62
Distribuição				
Servidões	4.110		4.110	3.487
Software	13.149	-	13.149	4.111
Comercialização				
Software	3.063	-	3.063	230
Administração				
Software	9.884	-	9.884	4.493
Subtotal	30.206	-	30.206	12.383
Ágio				
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT (a) (e)	123.276	-	123.276	-
QMRA - Participações S.A. (b) (e)	227.429	-	227.429	-
Emp. de Dist. de Energia Vale Paranapanema S.A. (c) (e)	7.376	-	7.376	-
Rede Com. de Energia S.A. (d) (e)	29.919	-	29.919	-
Rede de Eletricidade e Serviço S.A. (d) (e)	14.104	-	14.104	-
Vale do Vacaia Açúcar e Alcool S.A. (e)	10.040	-	10.040	-
Subtotal	412.144	-	412.144	-
Total	565.842	(62.549)	503.293	36.157

(a) No exercício findo em 31 de dezembro de 2008, foi amortizado o montante de R\$2.993 (R\$2.993 em 2007). A amortização do ágio é registrada pelo prazo de concessão, utilizando o método não linear (até 2026).

- (b) Esse valor refere-se aos ágios: a) aquisição da controlada indireta Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, cujo saldo em 31 de dezembro de 2008 é de R\$149.460; e b) aquisição de 78.842.748 ações ordinárias de emissão da controlada QMRA Participações S.A. em 2 de outubro de 2008, no montante de R\$77.969. No exercício findo em 31 de dezembro de 2008 foi amortizado o montante de R\$4.684 relativo ao ágio da aquisição da controlada indireta CELPA (R\$4.308 em 2007). A amortização desse ágio é registrada pelo prazo de concessão utilizando-se o método não linear (até 2028).
- (c) No exercício findo em 31 de dezembro de 2008, foi amortizado o montante de R\$994 (R\$1.575 em 2007). A amortização do ágio é registrada pelo prazo de concessão utilizando-se o método não linear (até 2015)
- (d) No exercício findo em 31 de dezembro de 2008, foi amortizado o montante de R\$4.034 e R\$1.901 (R\$6.387 e R\$3.011 em 2007), respectivamente. A amortização do ágio é registrada pelo método linear pelo prazo máximo de 10 anos por não se tratar de concessão de serviço público em consonância com a legislação vigente.
- (e) Os ágios referem-se à aquisição de investimentos em direito de exploração das concessões e de outras atividades afins. A amortização do ágio proveniente de investimentos nas empresas concessionárias do serviço público de energia elétrica é registrada pelo prazo de concessão utilizando-se o método não linear, e para as demais em que o ágio é amortizado, o registro é feito pelo método linear pelo prazo máximo de dez anos em consonância com a legislação vigente. Os ágios estão fundamentados como rentabilidade futura dessas controladas e estudos realizados por empresas especializadas acerca de suas recuperações concluíram que as "curvas" de amortização dos ágios adotadas estão adequadas, significando que para cada parcela de ágio amortizado haverá uma adequada contraposição com os resultados positivos obtidos pelas controladas.

As faixas de servidões: são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão da Companhia e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel. Como são permanentes, não há amortização.

Direitos de uso: são licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares.

20. FORNECEDORES

	Consolidado	
	2008	2007
CIRCULANTE		
Suprimento de energia elétrica		
Arapucel Indaiavá	393	48
Arapucel Ombreiras S.A.	-	-
Light Energia e Serviços de Eletricidade	6.363	1.958
Cemig	5.113	2.867
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	15.997	16.703
CHESF	21.901	15.399
Companhia Energética de São Paulo - CESP	10.619	10.371
Rede Lajeado Energia S.A.	20.977	-
Copel Geração S.A.	11.571	9.672
Duke Energy	3.610	2.978
Eletram	1.135	930
Eletrobrás	61.183	19.257
Eletronorte	23.810	11.568
Furnas	33.238	21.728
Global Energia Elétrica	1.308	1.166
CCEE - Câmara de Comercializ. de Energia	5.630	2.210
Itamarati Norte	6.473	6.877
Enertrade Comercializadora de Energia	7.139	-
Rosal Energia S.A.	-	3.134
Apiacás Energia S.A.	2.014	2.538
Enerpeixe Energia S.A.	9.716	2.238
Rio do Sangue Energia S.A.	2.332	2.818
Socibe Energia S.A.	2.226	2.048
Isamu Ikeda Energia S.A.	4.388	2.243
Primavera Energia S.A.	1.257	1.467
Outras	26.601	11.116
Parcelamentos		
Eletronorte (a)	-	-
Eletrobrás	-	-
Furnas (b)	34.060	55.732
	<u>319.054</u>	<u>207.066</u>

	Consolidado	
	2008	2007
CIRCULANTE		
Compra de energia elétrica		
Energia livre - CCEE (b)	20.651	16.488
Energia no curto prazo - CCEE	4.311	18.136
	<u>24.962</u>	<u>34.624</u>
Compra de combustível		
Petrobras	<u>18.946</u>	<u>75.423</u>
Encargos de uso da rede elétrica		
CTEEP	6.846	4.857
Furnas	4.575	2.737
Chesf	1.919	1.607
Eletronorte	6.650	4.965
Eletrosul	3.426	1.024
Expansion	347	289
TSN	656	561
Novatrans	633	545
ETEO	220	183
Cemig	2.135	2.235
Copel Transmissão S.A.	1.086	815
EATE	530	441
ONS	617	485
CEEE	563	463
STN	168	183
NTE	192	159
ENTE	273	228
ATE	591	380
ITE	261	220
Outras	<u>2.375</u>	<u>1.182</u>
	<u>34.063</u>	<u>23.559</u>
Materiais e serviços	134.844	80.624
Retenção contratual	<u>3.085</u>	<u>3.563</u>
	<u>534.954</u>	<u>424.859</u>
NÃO CIRCULANTE		
Suprimento de energia elétrica		
Energia livre - CCEE (b)	14.453	14.453
Parcelamentos		
Furnas (a)	<u>-</u>	<u>19.897</u>
	<u>14.453</u>	<u>34.350</u>

(a) Parcelamento referente ao fornecimento de energia elétrica, contrato assinado em 15/08/2002. A forma de amortização ocorre pela dação de energia elétrica com um período de amortização previsto para, no mínimo, 53 parcelas, podendo ser prorrogado independentemente da anuência das partes. Conforme consta na cláusula 5ª do contrato, a taxa de juros é de 12,68% a.a., mais a variação do IGP-M.

(b) Vide nota explicativa nº 11.

21. IMPOSTOS, CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS E PARCELAMENTOS

	Circulante		Não Circulante	
	2008	2007	2008	2007
Companhia				
PIS (b)	375	401	-	-
COFINS (b)	1.725	1.850	-	-
Imposto de renda retido na fonte (b)	582	817	-	-
IOF (b)	-	639	-	-
Outros (b)	43	254	-	-
	2.725	3.961	-	-
Parcelamento de tributos				
PAES (a)	89	85	311	382
PAEX (e)	5.249	7.061	18.799	23.276
	5.338	7.146	19.110	23.658
Desverticaliz. trib. federais (d)	(3.222)	(2.654)	(18.799)	(20.033)

	Circulante		Não Circulante	
	2008	2007	2008	2007
Consolidado				
ICMS (b)	178.954	107.044	7.683	10.330
Imposto de renda (b)	9.879	28.112	-	-
Contribuição social (b)	4.186	8.605	-	-
Previdência social (b)	10.598	8.230	-	-
FGTS (b)	2.219	1.717	174	171
PIS (b)	6.815	8.716	-	-
COFINS (b)	31.394	27.317	-	-
Imp. de renda retido na fonte (b)	10.119	10.724	-	-
IOF (b)	61	874	-	-
Outros (b)	5.974	6.270	-	-
	260.199	207.609	7.857	10.501
Parcelamento de tributos				
PAES (a)	212	206	636	914
ICMS (c)	5.688	5.768	8.659	10.997
PAEX (e)	146.387	137.715	853.062	964.995
Outros	-	506	-	971
	152.287	144.195	862.357	977.877
Desverticaliz. trib. federais (d)	(3.222)	(2.654)	(18.799)	(20.033)
	409.264	349.150	851.415	968.345

(a) Refere-se à consolidação de débitos junto ao FNDE no Parcelamento Especial - PAES com vencimentos até 28/02/2003, sobre os quais incidem juros mensais equivalentes à variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.

(b) Refere-se aos impostos e contribuições correntes.

- (c) Parcelamentos de ICMS das controladas junto às receitas estaduais com parcelas entre 36 e 100 meses e com vencimento da última ocorrendo em março de 2014, corrigidas pela Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP e Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC.
- (d) Tributos federais transferidos por responsabilidade solidária à controlada Caiuá - Distribuição de Energia S.A. no processo de desverticalização nos termos da Lei nº 10.848/04 e Resolução Autorizativa ANEEL nº 309, de 05/09/2005.
- (e) Refere-se à parcelamentos de tributos e contribuições sociais da Companhia e controladas junto à Secretaria da Receita Federal - SRF, à Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN e ao Instituto Nacional do Seguro Social - INSS, nos termos dos arts. 1º e 8º da MP nº 303/2006, cujas parcelas são corrigidas mensalmente pela TJLP para os débitos com vencimento até 28 de fevereiro de 2003 e pela SELIC para os débitos com vencimento entre 1º de março de 2003 e 31 de dezembro de 2005, respectivamente.

O débito consolidado no PAEX 130 meses (art. 1º) está sendo pago regularmente desde setembro de 2006 pela Companhia e suas controladas, cujo montante pago pela Companhia no exercício findo em 2008 foi de R\$5.908 (principal de R\$5.305 e encargos de R\$603) e R\$37.098 (principal R\$33.283 e encargos de R\$3.815) no consolidado. Sobre o saldo devedor incidem juros mensais equivalentes à variação da TJLP.

O saldo devedor do PAEX 130 meses está composto por:

Companhia				
			2008	2007
Tributos	Principal	Encargos	Total	Total
PIS	179	26	205	771
COFINS	1.232	176	1.408	5.314
CSLL	362	52	414	1.565
Total	1.773	254	2.027	7.650

Consolidado				
			2008	2007
Tributos	Principal	Encargos	Total	Total
PIS	32.326	4.671	36.997	42.033
COFINS	91.641	13.308	104.949	122.233
IRPJ	25.543	3.662	29.205	32.688
CSLL	10.167	1.458	11.625	13.926
PGFN	55	8	63	71
INSS	6.963	898	7.861	8.190
Total	166.695	24.005	190.700	219.141

O débito consolidado no PAEX 120 meses (art. 8º) está sendo pago regularmente desde setembro de 2006 pelas controladas cujo montante pago no exercício findo em 2008 foi de R\$104.785 (principal de R\$86.982 e encargos de R\$17.802).

Sobre o saldo devedor incidem juros mensais equivalentes à variação da SELIC.

O saldo devedor do PAEX 120 meses está composto por:

Companhia				
			2008	2007
Tributos	Principal	Encargos	Total	Total
PIS	1.473	384	1.857	1.839
COFINS	15.997	4.167	20.164	20.848
Soma	17.470	4.551	22.021	22.687
Desverticalização	(17.470)	(4.551)	(22.021)	(22.687)
Total	-	-	-	-

Consolidado				
			2008	2007
Tributos	Principal	Encargos	Total	Total
PIS	65.857	16.862	82.719	93.040
COFINS	305.016	79.881	384.897	421.139
IRPJ	65.424	17.108	82.532	97.540
CSLL	22.249	5.831	28.080	33.727
CPMF	8.426	2.398	10.824	12.535
PGFN	168.718	44.054	212.772	218.478
INSS	5.494	1.431	6.925	7.113
Soma	641.184	167.565	808.749	883.572
Desverticalização	(17.470)	(4.551)	(22.021)	(22.687)
Total	623.714	163.014	786.728	860.885

O saldo consolidado da dívida do PAEX pela Companhia diverge em R\$43.187 do saldo consolidado pela RFB em 31 de dezembro de 2008 e R\$94.731 nas controladas.

As divergências entre as consolidações de débitos no PAEX pela Companhia e suas controladas versus Receita Federal do Brasil - RFB estão sendo contestadas administrativamente pela área jurídica do Grupo Rede.

22. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS

a. Composição:

	2008			Companhia 2007		
	Circulante		Não Circulante	Circulante		Não Circulante
	Principal	Encargos	Principal e Encargos	Principal	Encargos	Principal e Encargos
Moeda Nacional						
BNDES	25.868	864	176.184	20.345	830	201.565
Enemmat	2.148	7.510	9.658	2.148	6.148	16.592
Capital de giro	168.899	5.283	131.452	2.000	839	100.000
Total moeda nacional	196.915	13.657	317.294	24.493	7.817	318.157
Moeda Estrangeira						
Bônus perpétuos	-	-	1.343.775	-	-	1.018.497
Marcação a mercado	-	-	(802.906)	-	-	-
Total moeda estrangeira	-	-	540.869	-	-	1.018.497
Total de Empréstimos	196.915	13.657	858.163	24.493	7.817	1.336.654
(-) Custo da transação		(1.057)	(2.655)	-	-	-
Total de Empréstimos	196.915	12.600	855.508	24.493	7.817	1.336.654

	2008			Consolidado 2007		
	Circulante		Não Circulante	Circulante		Não Circulante
	Principal	Encargos	Principal e Encargos	Principal	Encargos	Principal e Encargos
Moeda Nacional						
BNDES	30.258	906	187.157	56.437	1.167	245.984
Eletrobrás	77.590	126	556.727	45.966	1.657	390.037
Enermat	2.148	7.510	9.658	2.148	6.148	16.592
Finame	3.110	135	11.376	869	15	2.942
FDE	2.699	-	3.668	2.416	-	5.986
FNO	-	64	34.439	-	-	-
Capital de giro	596.929	48.165	1.137.788	178.328	15.247	642.014
Investimentos	61.204	3.676	112.791	-	1.275	90.000
Arrendamento mercantil	5.153	271	5.609	3.306	(782)	6.215
BASA	-	-	-	5.812	1.715	10.252
FINEM	-	-	-	6.102	144	29.615
Total moeda nacional	779.091	60.853	2.059.213	301.384	26.586	1.439.637
Moeda estrangeira						
Notes Units	-	3.036	84.602	-	2.301	64.123
BID	61.175	5.129	650.441	-	4.859	450.796
Tesouro Nacional	12.577	1.808	141.881	9.272	1.554	101.394
Capital de giro	94.902	2.332	13.422	-	-	-
Arrendamento mercantil	1.951	43	7.047	-	-	-
Bônus perpétuos	-	-	1.343.775	-	-	1.018.497
Marcação a mercado	-	-	(802.906)	-	-	-
Total moeda estrangeira	170.605	12.348	1.438.262	9.272	8.714	1.634.810
Subtotal	949.696	73.201	3.497.475	310.656	35.300	3.074.447
(-) Custo da transação	-	(7.502)	(28.193)	-	-	-
Total	949.696	65.699	3.469.282	310.656	35.300	3.074.447

b. A composição do saldo devedor por moeda/indexador é a seguinte:

Moeda/Indexador	2008		Companhia 2007	
	R\$	%	R\$	%
Moeda Nacional				
URTJLP	202.916	38,44	222.740	63,56
Pré-fixado	-	-	-	-
IGP-M	19.316	3,66	24.888	7,10
CDI	258.457	48,96	102.839	29,34
R\$	47.177	8,94	-	-
Subtotal	527.866	100,00	350.467	100,00
Moeda Estrangeira				
Dólar norteamericano	540.869	100,00	1.018.497	100,00
Subtotal	540.869	100,00	1.018.497	100,00

Moeda/Indexador	Consolidado			
	2008		2007	
	R\$	%	R\$	%
Moeda Nacional				
URTJLP	230.496	7,95	343.276	19,42
UFIR	328.801	11,34	238.613	13,50
CDI	1.900.948	65,57	933.582	52,82
IGP-M	19.316	0,67	24.888	1,41
TJLP	10.591	0,37	8.403	0,48
Finel	3.709	0,13	5.123	0,29
Poupança	4.034	0,13	2.019	0,10
Pré-fixado	390.159	13,46	211.703	11,98
Selic	11.103	0,38	-	-
Subtotal	2.899.157	100,00	1.767.607	100,00
Moeda estrangeira				
Dólar norteamericano	1.510.819	93,19	1.652.796	100,00
INE	110.396	6,81	-	-
Subtotal	1.621.215	100,00	1.652.796	100,00
Total	4.520.372		3.420.403	

- c. Os indexadores, base de atualização dos empréstimos, financiamentos apresentaram as seguintes variações durante o exercício:

Moeda/indexador	Variação %	
	2008	2007
US\$(dólar norteamericano)	31,94	(17,15)
URTJLP (Unidade de Referência - Taxa de Juros de Longo Prazo)	0,24	0,36
CDI (Certificado de Depósito Interbancário)	12,38	11,81
TJLP (Taxa de Juros Longo Prazo)	6,25	6,37
Finel (Fundo de Financiamento da Eletrobrás)	1,90	1,51
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado)	9,81	7,75
Poupança	7,90	7,70
Selic	12,48	11,85
Iene	62,89	(11,78)

- d. Detalhamento dos empréstimos e financiamentos:

Companhia:

Moeda Nacional

- BNDES:** contratos para investimentos em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, sobre os quais incidem juros à taxa de 4% ao ano acima da TJLP, com vencimento final em agosto de 2010.

Contrato de confissão, reescalonamento e consolidação de dívidas junto ao BNDES (vide item 'b' - detalhamento dos empréstimos e financiamentos consolidado).

2. **Capital de giro:** diversos contratos com taxas de juros entre 1,50% a.a. e 8,08% a.a. acrescidas de CDI e 18.45% a.a., com vencimento da última parcela ocorrendo em 29 de dezembro de 2014.
3. **Assunção de dívida:** da controlada indireta Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT junto à Enermat Investimentos e Participações S.A., conforme instrumento de Assunção de Dívida firmado em 12 de agosto de 2004, decorrente da operação de alienação da controlada indireta Itamarati Norte S.A. - Agropecuária, com amortização em 6 parcelas anuais, vencimento final em julho de 2010 e à taxa de IGP-M mais 6% ao ano.

Moeda Estrangeira

1. **Bônus perpétuos:** emissão no valor de US\$575.000 (quinhentos e setenta e cinco milhões de dólares norte-americanos), sendo uma primeira emissão no montante de US\$400.000 (quatrocentos milhões de dólares norte-americanos) e uma segunda no montante de US\$175.000 (cento e setenta e cinco milhões de dólares norte-americanos) para colocação no mercado internacional junto a investidores estrangeiros qualificados, em conformidade com isenções estabelecidas pela Securities Act of 1933, conforme alterado, dos Estados Unidos da América, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de qualquer registro de distribuição no exterior, inclusive, perante a Securities Exchange Commission dos Estados Unidos da América. Os bônus foram emitidos com uma taxa de 11,125% ao ano, com pagamentos trimestrais, não possuindo data de vencimento, e poderão, por opção da Companhia, ser resgatados a partir de 2 de abril de 2012, em qualquer data de pagamento de juros. Esses bônus são negociados na Luxembourg Stock Exchange (Bolsa de Valor de Luxemburgo) e apresentam liquidez. Os títulos da Companhia eram negociados com um percentual de deságio de 59,75% em 31 de dezembro de 2008 e 3% em 31 de dezembro de 2007.

Instrumento financeiro passivo designado no reconhecimento inicial, como mensurado a valor justo por meio do resultado.

A Companhia optou por designar o bônus perpétuo como mensurados a valor justo por meio do resultado. Tal designação deve ser feita no momento inicial, todavia, a Deliberação CVM nº 565/08 que trata da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08 no seu item 6 autoriza a Companhia a fazer a classificação na data de transição. O referido título, quando considerado pelo custo, apresenta uma inconsistência entre o reconhecimento do passivo pelo seu valor de face (emissão) e o valor efetivamente negociado, pelo qual a Companhia poderia recomprá-lo. O valor de mercado, ou seja, o valor que o título está sendo negociado pode ser considerado como valor justo, pois os preços são divulgados e negociados em mercado ativo. Assim, não houve necessidade da utilização de modelos internos para sua precificação, pois os preços obtidos neste mercado podem ser considerados adequados. O valor de face desses títulos somente será exigido na hipótese de insolvência da Companhia, o que acaba não representando adequadamente o valor do passivo. Assim, a designação a valor justo desses títulos por meio do resultado produz uma informação mais relevante a respeito da posição patrimonial e financeira da Companhia, reduzindo a inconsistência de mensuração, além de ser útil como base para avaliação de riscos e investimentos da Companhia.

Consolidado:

Moeda Nacional

1. **BNDES:** substancialmente representados por contratos relacionados às seguintes finalidades:
 - a. Empréstimos obtidos pela controlada direta ENERSUL, destinados ao financiamento de obras, sobre os quais incidem URTJLP acrescidos de juros de 4,80% ao ano, com vencimento final em 15/06/2012.
 - b. Reestruturação financeira: assunção pela Controladora Rede Energia S.A. em 30/11/2006, conforme Decisão nº DIR1005/2006-BNDES, das dívidas da EEVP e da Denerge, decorrentes dos contratos de financiamentos nº 97.2.514.31 (EEVP), 03.2.398.3.1 (Denerge); 04.2.179.3.1 (Denerge) e do subcrédito "D" (/047) do Contrato de Financiamento nº 98.2.022.3.1 (EEVP), no montante total de R\$201.842, bem como sua consolidação e reescalonamento, conforme condições abaixo:

Subcrédito "B": R\$185.014

Subcrédito "C": R\$16.828

Prazos de amortização:

Subcréditos “B” e “C”: em 40 prestações trimestrais, com a seguinte progressividade:

- 15% em 12 prestações trimestrais e sucessivas, cada uma no valor do principal vencendo deste percentual, dividido pelo número dessas prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo a primeira em 15/12/2006 e a última em 15/09/2009;
- 85% em 28 prestações trimestrais e sucessivas, cada uma no valor do principal vencendo deste percentual, dividido pelo número dessas prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo a primeira em 15/12/2009 e a última em 15/09/2016.

Juros para Subcréditos “B”: 4% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP; juros exigíveis com relação ao Subcrédito “B”, trimestralmente, a partir 15/12/2006, juntamente com as prestações do principal.

Juros para Subcréditos “C”: 5% ao ano acima da a partir de 15/12/2006, juntamente com as prestações do principal.

Garantias: penhor de ações das controladas e controladoras.

2. **Eletrobrás:** substancialmente representados por contratos relacionados às seguintes finalidades:
 - a. Programas Luz no Campo e Luz para Todos, com maior representatividade nas controladas CELPA, CEMAT, CELTINS e ENERSUL, nos montantes de R\$178.554, R\$335.193, R\$36.726 e R\$61.416, respectivamente em 31 de dezembro de 2008, todos com prazo de carência de 24 meses e prazo de amortização em 120 meses acrescidos de taxas de juros entre 6% a.a. e 7,18% a.a., com amortização mensal.
 - b. Programas tomados para expansão dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, na controlada CEMAT, cujo montante em 31 de dezembro de 2008 é de R\$4.380. O contrato inicial é datado de 01/07/1996 e a data de vencimento do último contrato ocorrerá em 15/08/2022, com taxas de juros que variam de 6% a 9,478% a.a., mais a variação da Ufir, Finel. Todos os contratos com carência de 2 anos.
 - c. IRDs (Instrumento de Reconhecimento de Débito) – recursos oriundos de repasse do Governo Federal, que constitui financiamento do Fundo Federal de Eletrificação à Concessionária na controlada ENERSUL, cujo montante em 31 de dezembro de 2008 é de R\$7.448, com amortização em 80 parcelas trimestrais iguais e taxa de juros de 8% a.a. e término em abril de 2022.

3. **Finame:** investimentos no sistema de transmissão, distribuição e comercialização nas controladas CELPA, CEMAT, CELTINS, nos montantes de R\$2.446, R\$5.715 e R\$4.708, respectivamente em 31 de dezembro de 2008, com taxas de juros entre 4,15% e 4,55% a.a., mais a variação da URTJLP, a forma de amortização é mensal e com vencimento da última parcela ocorrendo em 16/9/2013.
4. **Capital de giro:** captação com taxas de juros entre 1,21% a.a. e 5,28% a.a. acrescidas de CDI, TR mais 20,27% a.a., com vencimento da última parcela ocorrendo em 29/11/2014, conta garantida com taxa de juros de 14,7 acrescidas de CDI, e para moeda estrangeira taxa de juros de 9,50% a.a., mais IGP-M, ocorrendo o último vencimento em 15/05/2015.

1. Investimentos

- a. A Controlada CEMAT, em 20 de junho de 2007, firma contrato de empréstimo junto ao Banco Bradesco S.A., até o limite de R\$96.790, sendo liberado R\$40.000 milhões no ato. Esses recursos destinam-se a investimentos em construções de LTs e ampliações de SEs. As amortizações de principal serão em 42 parcelas, com carência de 18 meses e vencimento final ocorrendo em 11 de junho de 2012. O custo da operação é de CDI mais 2% a.a.

A segunda liberação no montante de R\$14.000 ocorreu em 20 de julho de 2007.

A terceira liberação no montante de R\$10.000 ocorreu em 9 de agosto de 2007.

A quarta liberação no montante de R\$10.000 ocorreu em 10 de setembro de 2007.

A quinta liberação no montante de R\$16.000 ocorreu em 5 de dezembro de 2007.

- b. A Controlada Enersul, em novembro de 2001, firma contrato para financiamentos de obras com recursos do FCO - Fundo Constitucional do Centro Oeste, através do Banco do Brasil, sendo liberados R\$30.000, a ser amortizado em 108 parcelas mensais iguais consecutivas, com juros de 11,1987% ao ano e término em novembro de 2013, com garantias em aval da controladora e interveniência bancária.

Moeda estrangeira

1. As controladas Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA e Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, efetuaram uma emissão de US\$100 milhões em 14 de fevereiro de 2006, sendo US\$50 milhões de responsabilidade da CELPA e US\$50 milhões de responsabilidade da CEMAT. As *Notes Units*, assim definidas, terão prazo total para liquidação de 6 anos, sendo 3 anos de carência e 3 anos para amortização do principal. O custo da captação foi 9,5% ao ano, acrescido da variação cambial, com pagamento de juros semestrais. Cabe acrescentar que o montante do principal dessa operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de instrumentos derivativos em reais.

Em 8 de agosto de 2007, as controladas CEMAT e CELPA, em cumprimento ao disposto na Instrução CVM nº 358, de 03/01/2002, publicaram "Fato Relevante" informando que foi concluída com sucesso a oferta de recompra das *Notes Units* com juros de 9,50% e vencimento em 2012, emitidas pelas companhias no mercado externo em 14 de fevereiro de 2006, em conformidade com as isenções estabelecidas de acordo com o *Securities Act of 1933* dos Estados Unidos da América, conforme alterado – objeto do Fato Relevante de 11 de julho de 2007. Foi objeto de aceitação pelas companhias a recompra das *Units* da totalidade dos investidores que aderiram à oferta, representando 63,8% das *Units* em circulação, no valor principal de US\$31.899 milhões, de um valor principal total de US\$50 milhões, parte ideal de cada companhia.

2. A controlada CEMAT, em 25 de julho de 2006, toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$89.500 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$114.500. Do total liberado, US\$50.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$39.500 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais seis para amortização do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais três anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A é de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. O principal da operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial (swap) a taxas que variam entre IGP-M acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,39% a.a.

3. A controlada CELPA, em 25 de julho de 2006, toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberados US\$100.000 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$135.000. Do total liberado, US\$40.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$60.000 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais seis para amortiza  o do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais três anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A    de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. O principal da opera  o foi protegido contra as oscila  es da varia  o cambial (*swap*) a taxas que variam entre IGP-M acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,50% a.a.
4. A Controlada Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, em 24 de abril de 2007, toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberados US\$55.000 milhões como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$80.000 milhões, do total liberado, US\$35.000 milhões são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$20.000 milhões são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquida  o, sendo tr  s anos de car  ncia e mais seis para amortiza  o do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquida  o, sendo tr  s anos de car  ncia e mais tr  s anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A    de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,5% a.a.
5. Tesouro Nacional: reestrutura  o de dívida externa, nas controladas CEMAT, CELPA e ENERSUL, como segue:

CEMAT: acordos estruturados em 18/03/1998 e 22/09/1999, com taxas de juros que variam de 6,02% a 8,20% a.a., mais taxa Libor semestral e varia  o cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em 15/04/2024. A forma de amortiza  o    semestral.

CELPA: acordo estruturado em 31/12/1997, com taxas de juros que variam de 4,3% a 11% a.a., mais taxa Libor semestral e varia  o cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em 15/04/2024. A forma de amortiza  o    semestral e final.

ENERSUL: acordo estruturado em março de 1997, com taxas de juros que variam de 6,20% a 8,20% a.a., mais taxa Libor acrescida de 0,81% a 0,88% a.a. e varia  o cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em 10/04/2024. A forma de amortiza  o    semestral.

Custo de transação

Refere-se a despesas incorridas na obtenção de empréstimos e financiamentos, pagas antecipadamente e apropriadas mensalmente ao resultado pela taxa efetiva de juros, em atendimento à Deliberação CVM nº 556/08, exceto para itens designados a valor justo por meio de resultado, que foi lançado em contrapartida na conta Lucros ou Prejuízos Acumulados na data da transição, conforme a Deliberação CVM nº 565/08.

Garantias

Os empréstimos e financiamentos estão garantidos por alienação fiduciária dos bens financiados, notas promissórias, avais dos acionistas controladores e receitas futuras de fornecimento de energia elétrica.

e. As parcelas do não circulante (principal e encargos) têm os seguintes vencimentos:

	2008			Companhia
	Moeda Nacional	Moeda Estrangeira	Total	2007
Vencido				
2009	-	-	-	34.102
2010	79.239	-	79.239	62.070
2011	60.480	-	60.480	44.693
2012	44.753	-	44.753	44.693
2013	44.753	-	44.753	44.693
2014	44.753	-	44.753	44.693
2015	24.752	-	24.752	24.693
2016	18.564	-	18.564	18.520
Subtotal	317.294	-	317.294	318.157
Bônus perpétuo	-	1.343.775	1.343.775	1.018.497
Marcação a mercado	-	(802.906)	(802.906)	-
Total	317.294	540.869	858.163	1.336.654

				Consolidado
2008				2007
Vencto	Moeda Nacional	Moeda Estrangeira	Total	
2009	-	193.651	193.651	324.259
2010	356.885	197.446	554.331	376.778
2011	354.981	163.001	517.982	361.288
2012	353.089	90.518	443.607	368.250
2013	222.101	86.891	308.992	197.719
2014	176.174	53.388	229.562	154.718
2015	116.634	8.793	125.427	79.802
2016	106.634	-	106.634	45.944
2017	81.678	-	81.678	15.301
2018	71.830	-	71.830	8.353
2019	50.614	-	50.614	3.309
Após 2019	168.593	103.905	272.498	120.229
Subtotal	2.059.213	897.593	2.956.806	2.055.950
Bônus perpétuo	-	1.343.775	1.343.775	1.018.497
Marcação a mercado	-	(802.906)	(802.906)	-
Total	2.059.213	1.438.462	3.497.675	3.074.447

f. Movimentação de empréstimos e financiamentos:

				Companhia
		Circulante	Não Circulante	
		Principal	Encargos	Principal Encargos
Moeda nacional				
Saldo em 31 de dezembro de 2007		24.493	7.817	305.861 12.296
Ingressos		180.000	-	47.000 -
Encargos		-	48.483	- 1.384
Variação monetária		103	1.121	412 1.388
Transferência		43.607	7.440	(43.607) (7.440)
Amortizações		(51.288)	(51.204)	- -
(-) Custo da transação		-	(1.057)	- (2.655)
Saldo em 31 de dezembro de 2008		196.915	12.600	309.666 4.973
Moeda estrangeira				
Saldo em 31 de dezembro de 2007		-	-	1.018.497 -
Adequação à Lei 11.638/07		-	-	(30.555) -
Variação cambial		-	-	325.278 -
Marcação a mercado		-	-	(772.351) -
Saldo em 31 de dezembro de 2008		-	-	540.869 -

	Consolidado			
	Circulante		Não Circulante	
	Principal	Encargos	Principal	Encargos
	Moeda nacional			
Saldo em 31 de dezembro de 2007	301.384	26.586	1.422.509	17.128
Adequação à Lei 11.638/07	904	40	226	-
Redução saldo da Investco	(24.678)	(2.103)	(71.641)	-
Inclusão saldo da Enersul	38.574	3.150	179.626	-
Ingressos	548.325	-	1.031.345	-
Encargos	1.506	237.837	4.752	12.419
Variação monetária	2.026	1.100	934	1.388
Acréscimo de participação em coligada	1.195	100	4.019	-
Transferências	534.459	7.547	(533.758)	(8.248)
Amortizações	(624.604)	(213.404)	(1.486)	-
(-) Custo da transação	-	(6.977)	-	(27.808)
Saldo em 31 de dezembro de 2008	779.091	53.876	2.036.526	(5.121)
	Moeda estrangeira			
	Circulante		Não Circulante	
	Principal	Encargos	Principal	Encargos
Saldo em 31 de dezembro de 2007	9.272	8.714	1.634.810	-
Adequação à Lei 11.638/07	1.453	55	(23.865)	-
Inclusão saldo da Enersul	1.700	327	14.019	-
Ingressos	-	-	158.600	-
Encargos	-	179.119	(459)	-
Variação cambial	43.754	18.918	570.991	-
Transferências	143.483	-	(143.483)	-
Amortizações	(29.057)	(194.785)	-	-
Ajuste à Lei 11.638/07	-	-	(772.351)	-
(-) Custo da transação	-	(525)	-	(385)
Saldo em 31 de dezembro de 2008	170.605	11.823	1.438.262	(385)
Saldo total em 31 de dezembro de 2008	949.696	65.699	3.474.788	(5.506)

g. Condições restritivas:

Determinados contratos de empréstimos e financiamentos estão sujeitos a certas condições restritivas e contemplam cláusulas que requerem que a Companhia e suas controladas mantenham determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos.

No entendimento da Administração da Companhia e suas controladas, essas condições restritivas e cláusulas vêm sendo adequadamente atendidas.

23. DEBÊNTURES

a. Movimentação:

Moeda Nacional	Encargos da Dívida	Principal	
		Circulante	Não Circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2007	935	28.726	38.437
Redução saldo da Investco	(9.624)	(14.960)	(40.270)
Inclusão saldo da Enersul	14.050	112.500	225.000
Encargos	7.901	-	5.054
Ingressos de Controlada - Investco S.A.	42	669	1.833
Variações monetárias	239	342	1.660
Transferências	6.795	224.919	(231.714)
Pagamentos	(20.338)	(352.196)	
Saldo em 31 de dezembro de 2008	-	-	-

b. Detalhamento das debêntures:

Companhia

Moeda Nacional

Série Única: referiam-se às 13.253 debêntures subscritas integralmente pelo BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Social, pagas em sua totalidade pela Companhia em 15/07/2008.

Consolidado

Controlada indireta Investco S.A.

Em dezembro de 2007, a controlada indireta Investco S.A. passou a integrar as demonstrações consolidadas da Rede Energia S.A.; por se tratar de uma companhia com o controle compartilhado, o saldo das debêntures representam o percentual de 39,64%, equivalente à participação da Rede Energia S.A. e sua controlada direta Rede Lajeado Energia S.A., no capital social desta Companhia.

O controle acionário da Rede Lajeado Energia e a participação direta na Investco foi permutado em agosto de 2008, deixando de ser, assim, empresas relacionadas.

Controlada Enersul

Referiam-se às 33.750 debêntures não conversíveis em ações, com vencimento em 2 de maio de 2011. Em virtude da troca de controle acionário, a Companhia deliberou pagar antecipadamente a totalidade das debêntures em circulação, com recursos captados em instituições financeiras. Por deliberação do Conselho de Administração da Emissora (Enersul), em reunião realizada em 16 de outubro de 2008, foi aprovado o cancelamento da totalidade das debêntures que se encontravam em tesouraria.

24. TAXAS REGULAMENTARES

	2008	2007
		Circulante
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR	6.761	3.157
Compensação financeira utilização recursos hídricos	273	1.375
Programa incentivo fontes alternativas energia - Proinfa	2.214	1.025
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC	19.430	8.150
Taxa de fiscalização - ANEEL	924	742
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	10.586	6.210
Outras	576	-
	40.764	20.659

25. OBRIGAÇÕES DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O contrato de concessão das controladas estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento, a ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 e nº 11.465, de 15 de março de 2004 e 28 de março de 2007, respectivamente.

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
<u>Circulante</u>		
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	8.219	6.121
Ministério de Minas e Energia - MME	4.132	2.987
Instituições de Pesquisa	33.000	17.542
Programa de Eficiência Energética - PEE	40.219	36.895
	<u>85.570</u>	<u>63.545</u>
<u>Não Circulante</u>		
Pesquisa e desenvolvimento científico e tecnológico	24.722	25.685
Programa de Eficiência Energética - PEE	28.130	26.399
	<u>52.852</u>	<u>52.084</u>

A atualização das parcelas referentes aos Programas de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176 de 28 de novembro de 2005, nº 219 de 11 de abril de 2006, nº 300 de 12 de fevereiro de 2008 e nº 316 de 13 de maio de 2008.

Por meio da Resolução Normativa nº 233, de 24 de outubro de 2006, com validade a partir de 1º de janeiro de 2007, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

A realização das obrigações com o programa de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento, através da aquisição de ativos imobilizados tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

As informações gerais sobre o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica estão disponíveis no site www.redenergia.com.

26. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
<u>Consolidado:</u>		<u>Circulante</u>
Provisões sobre folha de pagamento	30.096	17.811
Provisão de impostos sobre folha de pagamento	8.767	6.917
Imposto de Renda Diferido - diferenças temporais (a)	18.355	-
Contribuição Social Diferida - diferenças temporais (a)	6.626	-
Imposto de renda	35	5.342
Contribuição social	21	1.923
Imposto de renda - Ajustes à Lei 11.638/07	6.053	-
Contribuição social - Ajustes à Lei 11.638/07	2.179	-
Total	<u>72.132</u>	<u>31.993</u>

(a) Vide nota explicativa nº 15.

27. SUBVENÇÃO ICMS – CCC

O saldo consolidado de R\$100.925, sendo R\$47.421 na controlada CEMAT e R\$53.504 na controlada CELPA, correspondem a crédito de ICMS oriundo da aquisição de combustíveis por conta da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC para as empresas com geração térmica que atuam no sistema isolado, impossibilitadas de compensar integralmente o referido crédito ICMS, com débitos apurados na venda de energia elétrica. O referido crédito deverá ser ressarcido ao Fundo da CCC.

O artigo 86, da Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, que altera o art. 8º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, estabeleceu que o Fundo da CCC assumisse esse ônus, na sua integralidade, no ano de 2004 e parcialmente durante os anos de 2005 a 2008. O Ofício Circular nº 073/2006-SFF/ANEEL definiu o critério de apuração do referido crédito a ser ressarcido ao Fundo da CCC.

A Resolução Normativa nº 303 de 26/02/2008 instituiu que as empresas que receberam o reembolso do ICMS pelo Fundo e creditaram-se desse valor quando da apuração do ICMS restitua o montante referente ao período de 2004 (subsídio integral), 2005 e 2006 (subsídio parcial), no prazo de 36 meses a partir de maio de 2008, devidamente atualizado pelo IGP-M a partir do mês de competência do referido crédito.

As controladas Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT e Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA obtêm liminar, através do processo 2008.34.00.021476-4, sustentando os efeitos da Resolução Normativa nº 303. Com isso, seus assessores jurídicos entendem que a Companhia está desobrigada a atualizar, constituir provisão e, conseqüentemente, ressarcir ao Fundo CCC.

28. PROVISÃO PARA PASSIVOS CONTINGENTES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Está representada da seguinte forma:

Consolidado	2008			2007		
	Provisão			Provisão		
	No exercício	Saldo acumulado	Depósitos judiciais	No exercício	Saldo acumulado	Depósitos judiciais
Cíveis - Consumidores (a)	16.091	23.669	16.333	(425)	7.578	12.228
Trabalhistas (b)	26.365	39.193	51.217	(1.269)	12.828	30.664
Fiscais:						
Cofins (c)	-	-	3.149	-	-	856
PIS (c)	45.784	45.784	46.747	-	-	705
Imposto de renda (c)	-	-	2.100	-	-	1.507
Contribuição social (c)	-	-	39	-	-	425
Previdência social	-	-	3.275	-	-	135
ICMS	733	733	3.892	-	-	2.693
Outros	-	-	403	-	-	87
	46.517	46.517	59.605	-	-	6.408
	88.973	109.379	127.155	(1.694)	20.406	49.300

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2007	7.578	12.828	-	20.406
Constituição	27.528	33.020	46.419	106.967
Baixas/reversão	(11.290)	(6.287)	-	(17.577)
Atualização	(147)	(368)	98	(417)
Saldo em 31 de dezembro de 2008	23.669	39.193	46.517	109.379
Contingências passivas:				
Possível (d)	24.270	15.124	27.643	67.037

- a. As ações judiciais de natureza cível referem-se, de maneira geral, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; à cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos medidores de energia elétrica ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia; bem como ações em que consumidores pretendem a devolução de valores, em razão do aumento das tarifas de energia determinado pelas Portarias nº 38 e nº 45/1986, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no período de congelamento de preços do Plano Cruzado.
- b. As ações judiciais de natureza trabalhista referem-se, de maneira geral, a discussões de ex-empregados pretendendo recebimento de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente no trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pelas companhias reclamando responsabilidade solidária por verbas rescisórias.

Foram provisionadas as contingências representadas pelas citadas ações judiciais cíveis e trabalhistas com chances prováveis de perda pelas companhias, conforme avaliação de seus advogados. De maneira geral, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que as referidas ações com chances prováveis de perda tenham julgamento final e haja o efetivo desembolso pelas companhias dos valores provisionados, na hipótese de a Companhia ser vencida nas ações.

- c. Em setembro de 2006, a Companhia e suas controladas aderiram ao Parcelamento Excepcional (PAEX) de tributos e encargos federais, instituído pela Medida Provisória nº 303/2006, tendo incluído no parcelamento valores de tributos e encargos federais em discussão administrativa ou judicial com a Secretaria da Receita Federal, em que eram remotas e, em alguns casos, em que eram possíveis as chances de êxito da Companhia e da suas controladas, razão pela qual houve desistência dos referidos processos administrativos ou judiciais, permanecendo em curso os processos administrativos e judiciais em que são prováveis as chances de êxito da Companhia (vide nota explicativa nº 20).

Entre os procedimentos de natureza tributária, está em curso na controlada CEMAT processo administrativo decorrente de Auto de Infração e Imposição de Multa - AIIM nº 16741001600003200516, processo 16/2006, em trâmite perante a Agência Fazendária de Cuiabá/MT (OS 5811/06). O auto de infração refere-se a (i) suposto crédito indevido do diferencial de alíquota de ICMS relativo à aquisição de mercadorias destinadas ao ativo permanente da empresa; (ii) suposto crédito indevido de ICMS incidente na compra de óleo diesel nas operações beneficiadas por subsídio financeiro. As infrações têm probabilidade de perda remota. Se a Companhia não se sair vencedora nesse processo administrativo, ingressará com ação judicial para anular o referido auto de infração.

As controladas CELTINS e CFLO sofreram autuação pela Secretaria da Receita Federal, com a aplicação de multa isolada por alegada compensação de tributos de forma não autorizada pela legislação. Foi apresentada impugnação e recurso, sendo que a Controlada CFLO obteve em 26 de setembro de 2008 decisão pela Câmara Superior de Recursos Fiscais em Sede de Embargos de Declaração extinguindo integralmente a multa isolada imposta a Companhia. A controlada CELTINS aguarda julgamento na esfera administrativa e estimamos que tenha julgamento em aproximadamente 2 anos. Caso a decisão na esfera administrativa seja desfavorável, a controlada ingressará com ação judicial visando à anulação da autuação.

A Controlada EEB sofreu autuação pela Secretaria da Receita Federal em razão de esta considerar não dedutíveis determinadas despesas financeiras decorrentes de empréstimos tomados. Foi apresentada impugnação que aguarda julgamento na esfera administrativa. Estima-se em aproximadamente 3 anos a decisão final administrativa. Caso a decisão na esfera administrativa seja desfavorável, a controlada ingressará com ação judicial visando à anulação da autuação.

Na controlada Enersul, as ações de natureza fiscal e tributária referem-se, em sua grande maioria, a depósitos em juízo contra a União Federal, arguindo a inconstitucionalidade da cobrança do PIS sobre o faturamento, tendo em vista o disposto no parágrafo 3º do artigo 155 da Constituição Federal.

- d. Suas controladas também apresentaram os valores de suas contingências passivas cujas chances de êxito são possíveis. Por entendermos razoáveis as chances de êxito, não houve provisionamento dos referidos valores e, caso as referidas contingências venham a representar perda, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que haja o desembolso pelas companhias.

29. INDENIZAÇÃO TRABALHISTA - PLANO BRESSER

Em 21 de dezembro de 2004 a Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará firmaram acordo referente à ação judicial que transitava na 4ª Vara Trabalhista de Belém do Pará, movida pelo Sindicato que pleiteava 26,06% de reajuste sobre os salários congelados em junho de 1987, denominado Plano Bresser, homologado em todos os termos da petição.

O valor homologado no acordo corresponde ao montante de R\$370.000, sujeito à atualização pela variação acumulada do INPC/IBGE, pagáveis mensalmente até 25 de agosto de 2012, da seguinte forma:

Plano Bresser

Passivo Circulante	2008	Passivo Não Circulante	2008
Vencimento em 2009	76.674	Vencimento em 2010	58.652
Ajustes à Lei 11.638/07 (a)	(4.717)	Vencimento em 2011	58.652
		Vencimento em 2012	77.234
		Ajustes à Lei 11.638/07 (a)	(32.827)
Total	71.957		161.711

No exercício de 2008 o impacto no resultado da Companhia relativo à atualização monetária foi de R\$16.937 (R\$15.428 em 2007).

- (a) A CELPA procedeu ao cálculo do AVP projetando pela taxa INPC/IBGE e descontando pela taxa SELIC projetada pela expectativa apresentada no boletim FOCUS.

30. OUTROS PASSIVOS

	Circulante		Não circulante	
	2008	2007	2008	2007
<u>Consolidado</u>				
Convênios de Arrecadação	3.205	2.729	-	-
Taxa de iluminação pública	15.148	12.804	-	-
Conta paga em duplicidade	8.207	9.077	-	-
Adiantamento de consumidores	16.170	16.088	-	-
Eletrobrás - principal e juros emp. compulsório	850	1.286	-	-
Encargos tarifários (a)	7.237	7.608	-	-
Aquisição de acervo	56	56	2.937	2.937
Reserva para reversão/amortização (b)	-	-	7.324	7.283
Enerpeixe	-	1.735	-	-
Operações com swap	-	-	183.773	219.641
(-) Ajuste à Lei 11.638/07	-	-	12.644	-
Rede Lajeado Energia S.A.	2.959	-	26.526	-
Outros credores	5.710	3.355	-	1.385
Outros	14.348	2.943	34.795	17.519
	73.890	57.681	267.999	248.765

- (a) Refere-se a encargos de capacidade emergencial no consolidado e encargos de aquisição de energia elétrica.
- (b) Refere-se a recursos das controladas aplicados até 31 de dezembro de 1971, na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica, nos termos do regulamento da legislação vigente.

31. PATRIMÔNIO LÍQUIDO - COMPANHIA

A Ata da Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 26 de dezembro de 2008, homologa o aumento do capital de R\$599.376 para R\$714.552, correspondente a R\$115.176, representados pela emissão de 17.266.755 (dezessete milhões, duzentas e sessenta e seis mil setecentas e cinquenta e cinco) ações preferenciais nominativas, sendo 17.264.612 (dezessete milhões, duzentas e sessenta e quatro mil seiscentas e doze) ações preferenciais nominativas pelo acionista BNDES Participações S.A. - BNDESPAR e 2.143 (duas mil cento e quarenta e três) ações preferenciais nominativas por outros acionistas da Companhia que exerceram seus respectivos direitos de preferência.

O capital social de R\$714.552 é composto por 322.075.470 (trezentos e vinte e dois milhões, setenta e cinco mil quatrocentas e setenta) ações, sendo 221.157.990 (duzentos e vinte e um milhões, cento e cinquenta e sete mil novecentas e noventa) ações ordinárias e 100.917.480 (cem milhões, novecentas e dezessete mil quatrocentas e oitenta) ações preferenciais nominativas.

Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	174.772	79,03	2.365	2,34	177.137	55,00
Denerge - Desenvolvimento Energético S.A.	43.614	19,72	6.680	6,62	50.294	15,62
BNDES Participações S.A. - BNDESPAR	-	-	81.500	80,76	81.500	25,30
Outros	2.772	1,25	10.372	10,28	13.144	4,08
	<u>221.158</u>	<u>100,00</u>	<u>100.917</u>	<u>100,00</u>	<u>322.075</u>	<u>100,00</u>

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios equivalentes a 25% do lucro líquido ajustado. Os dividendos pagos às ações preferenciais correspondem a 10% superiores àqueles pagos às ações ordinárias.

Nas assembleias gerais, cada ação ordinária dá direito a um voto.

As ações preferenciais serão inconversíveis em ações ordinárias e não terão direito de voto nas assembleias gerais. Cada ação preferencial fará jus a:

- a. recebimento de dividendos não cumulativos, no mínimo 10% (dez por cento) superiores aos atribuídos às ações ordinárias;

- b. prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, em caso de liquidação da sociedade, e depois de reembolsadas as ações ordinárias, participação igualitária com essas últimas no rateio do excesso do patrimônio líquido que se verificar;
- c. participação em igualdade de condições com as ações ordinárias na distribuição, pela sociedade, de lucros, bonificações ou outras vantagens, inclusive nos casos de aumentos de capital decorrentes de capitalização de reservas.

Reservas de capital:	2008	2007
Remuneração do imobilizado em curso	3.745	3.745
Doações e subvenções para investimentos	713	713
	4.458	4.458

32. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Consolidado

Classe de consumidor	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Residencial	3.461.033	2.757.755	5.384.305	4.738.182	2.080.191	1.847.959
Industrial	35.278	28.674	3.897.514	3.501.395	1.156.498	978.165
atividades	340.698	276.713	3.248.164	2.821.650	1.369.959	1.194.455
Rural	355.051	246.823	1.181.726	941.338	285.491	235.803
Poder público	41.544	32.187	886.045	773.972	349.726	305.732
Iluminação pública	3.103	1.506	768.259	682.074	155.942	140.308
Serviço público	4.832	3.861	581.422	535.588	155.641	143.881
Consumo próprio	1.040	895	48.024	44.194	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	14.556	(24.296)
Receita do uso rede elétrica	25	-	-	-	105.211	96.495
extraordinária	-	-	-	-	13.526	582
Redução receita baixa renda	-	-	-	-	91.567	80.515
Fornecimento não faturado - reposição tarifária	-	-	-	-	(12.341)	(42.025)
Provisão redução tarifa irrigação	-	-	-	-	(2.760)	2.061
Fornecimento não faturado - Luz para Todos	-	-	-	-	35.089	15.278
majoração	-	-	-	-	-	-
	4.242.604	3.348.414	15.995.459	14.038.393	5.798.296	4.974.913
Suprimento	-	-	1.861.167	924.392	201.797	113.987
Outras receitas	-	-	-	-	75.048	90.768
	4.242.604	3.348.414	17.856.626	14.962.785	6.075.141	5.179.668

(*) Informações não auditadas.

33. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

Consolidado

	2008	2007	2008	2007
	MWh(*)	MWh(*)	R\$	R\$
Apiacás Energia S.A.	82.629	80.273	18.777	17.569
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.077.743	1.074.203	102.820	117.061
Cemig Geração e Transmissão S.A.	643.426	393.101	51.757	29.681
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Itaipú	1.575.515	517.497	139.379	50.746
Centrais Elét. do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	1.957.018	1.902.690	185.735	149.609
Cia. Energética de São Paulo - CESP	1.134.492	960.406	87.133	69.087
Cia. Est. Ger. Transm. de Energia Elétrica - CEEE	191.413	204.477	13.338	13.930
Cia. Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	2.607.543	2.252.356	186.203	143.593
Coomex	132.405	-	15.676	-
COPEL Geração S.A.	1.137.375	1.027.383	89.997	76.813
DME Energia	94.722	-	13.450	-
Duke Energy Inter. Geração Paranapanema S.A.	404.283	422.951	36.379	33.937
Ecom Energia Ltda.	65.928	97.836	13.452	12.802
Eletram - Eletricidade da Amazônia S.A.	70.337	67.759	10.324	9.224
Enerpeixe S.A.	282.995	118.695	39.734	15.207
Enertrade Energia Ltda.	149.811	63.476	18.926	8.986
Furnas Centrais Elétricas S.A.	3.366.529	2.960.306	258.271	214.447
Global Energia Elétrica Ltda.	113.416	114.465	12.892	12.297
Isamu Ikeda Energia S.A.	135.694	130.425	26.870	23.585
Itamarati Norte S.A.	430.839	499.321	77.277	72.515
Light Energia S.A.	245.342	256.755	14.963	15.185
MCSD - Mec. de Comp. de Sobras e Déficit	342.208	261.868	23.530	17.311
Paratininga Energia	75.153	-	11.467	-
Rede Lajeado Energia S.A.	1.479.694	-	84.144	-
Rio do Sangue Energia S.A.	163.182	161.177	23.813	20.827
Rosal Energia S.A.	243.827	262.798	32.071	32.009
Socibe Energia S.A.	83.030	96.612	16.707	17.584
Outros	2.734.189	863.020	302.781	192.650
Prog. de Inc. Fontes Alternativas Energia - Proinfa	250.842	151.517	35.965	24.964
Amortização de custos da Parcela A	-	-	(26.697)	25.670
(-)Diferimento de custos da Parcela A	-	-	(23.827)	(18.069)
(-)Parcela a compensar crédito PIS não cumul.	-	-	(28.446)	(22.521)
(-)Parcela a compensar crédito COFINS não cumulativo	-	-	(131.027)	(93.196)
Total	21.271.580	14.941.367	1.733.834	1.283.503

(*) Informações não auditadas.

34. DESPESAS OPERACIONAIS

Companhia	Despesas Gerais e			
	Administrativas		Outras Despesas Operacionais	
	2008	2007	2008	2007
Administradores	818	2.196	-	-
Serviço de terceiros	2.972	3.576	-	-
Provisão (líq. de reversão)	-	-	-	(2.721)
Arrendamentos e aluguéis	6	4	-	-
Seguros	95	485	-	-
Tributos	618	79	-	-
Outros	(187)	(3)	73	81
Total	4.322	6.337	73	(2.640)

Consolidado	Despesas com Vendas		Despesas Gerais e Administrativas		Outras Despesas Operacionais	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Pessoal	29.945	24.479	71.451	55.934	-	-
Administradores	-	-	22.792	24.313	-	-
Material	1.055	968	11.774	12.075	-	-
Serviço de terceiros	103.043	102.772	105.043	110.156	-	3
Compensação fin. p/ utiliz. recursos	-	-	-	-	6.675	7.496
Depreciação e amortização	-	-	17.032	8.273	202	238
Arrendamentos e aluguéis	88	269	13.213	13.406	-	-
Seguros	148	81	2.224	2.205	433	818
Tributos	1.438	867	6.943	4.278	10.041	9.492
Provisão (líq. de reversão)	(2.475)	(3.817)	-	-	(6.484)	(4.300)
Doações, contrib. e subvenções	-	-	-	-	7.011	9.497
Outros	10.968	36.987	19.202	6.491	348	1.914
Total	144.210	162.606	269.674	237.131	18.226	25.158

Despesas com pessoal

	Despesas Gerais e			
	Despesas com Vendas		Administrativas	
	2008	2007	2008	2007
Remuneração	22.739	18.479	73.099	61.658
Encargos sociais - INSS	4.898	4.031	9.462	9.984
Encargos sociais - FGTS	1.724	1.349	2.976	3.274
Encargos sociais - Outros	227	230	1.427	906
Progr. de inc. a aposent. e dem. voluntária	73	-	1.190	802
Contribuição como mantenedor da fundação	182	242	763	697
Indenização sobre o saldo do FGTS	102	148	952	1.558
(-) Transferências para ordens em curso	-	-	(18.418)	(22.945)
Total despesas com pessoal	29.945	24.479	71.451	55.934

35. OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS

	Companhia		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Outras Receitas Financeiras				
Operações de swap	9.664	617	84.760	617
Juros sobre faturas energia			23.720	19.790
Multas moratórias e compensatórias			1.467	344
Deságio na aquisição crédito fiscal			3.554	1.806
Ajuste à Lei 11.638/07	-	-	43.420	-
Outras receitas financeiras	4.944	8.803	(17.502)	16.216
Total	14.608	9.420	139.419	38.773
Outras Despesas Financeiras				
Operações de swap	2.106	10.990	2.107	92.989
IOF/CPMF	9.713	17.917	30.376	72.696
Taxas bancárias	-	-	3.339	2.098
Var. monetárias devoluções tarifárias	-	-	6.956	-
Descontos concedidos	-	-	557	35
Multas por infrações	-	-	28.913	15.845
Ajuste à Lei 11.638/07	-	-	61.633	-
Recuperação de despesas	-	(4.601)	(5.711)	(37.496)
Outras	1.938	-	11.847	14.511
Total	13.757	24.306	140.017	160.678

36. OUTROS RESULTADOS

	Companhia		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Receitas				
Ganhos na alienação de bens e direitos	1.811	376	8.794	5.106
Outras receitas	-	-	6.498	6.158
Total	1.811	376	15.292	11.264
Despesas				
Perdas na desativação de bens e direitos	-	-	18.181	24.651
Perdas na alienação de bens e direitos	10.042	31	5.029	6.950
Perdas (a)	-	-	23.632	-
Outras despesas	-	-	31.091	5.179
Total	10.042	31	77.933	36.780

(a) Perda representada pela descontinuidade da implantação do sistema de faturamento SAP – CCS – Billing.

37. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS

Em novembro de 2002, foi implementado o programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, com base em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas. O montante dessa participação registrada como custo operacional e paga no exercício de 2008 foi de R\$6.681 (R\$3.432 em 2007) no consolidado.

38. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

Suas controladas passaram pelo processo da Segunda Revisão Tarifária Periódica. Conforme previsto no contrato de concessão das empresas, o processo da revisão ocorreu da seguinte forma:

CFLO:

A ANEEL, através da Nota Técnica nº 026/2008-SRE/ANEEL, de 23 de janeiro de 2008 e por meio da Resolução Homologatória nº 609, de 29 de janeiro de 2008, homologou o resultado provisório da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da controlada Companhia Força e Luz do Oeste - CFLO, fixando o reposicionamento tarifário em -4,96% (menos quatro vírgula noventa e seis por cento), sendo -5,81% (menos cinco vírgula oitenta e um por cento) relativo ao reposicionamento tarifário e 0,85% (zero vírgula oitenta e cinco por cento) relativo aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica. Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de 3 de fevereiro de 2008 até 2 de março de 2009.

EDEVP:

A ANEEL, através da Nota Técnica nº 147/2008-SRE/ANEEL, de 2 de maio de 2008, e por meio da Resolução Homologatória nº 649, de 6 de maio de 2008, homologou o resultado provisório da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da controlada Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A., fixando o reposicionamento tarifário em -4,75% (menos quatro vírgula setenta e cinco por cento), sendo -3,31% (menos três vírgula trinta e um por cento) relativo ao reposicionamento tarifário e -1,44% (menos um vírgula quarenta e quatro por cento) relativo aos componentes financeiros externos à revisão tarifária. Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de 10 de maio de 2008 até 9 de maio de 2009.

EEB:

A ANEEL, através da Nota Técnica nº 144/2008-SRE/ANEEL, de 30 de abril de 2008, e por meio da Resolução Homologatória nº 650, de 6 de maio de 2008, homologou o resultado provisório da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da controlada Empresa Elétrica Bragantina S.A., fixando o reposicionamento tarifário em 8,70% (oito vírgula setenta por cento), sendo 3,93% (três vírgula noventa e três por cento) relativo ao reposicionamento tarifário e 4,77% (quatro vírgula setenta e sete por cento) relativo aos componentes externos à revisão tarifária periódica. Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de 10 de maio de 2008 até 9 de maio de 2009.

CNEE:

A ANEEL, através da Nota Técnica nº 146/2008-SRE/ANEEL, de 30 de abril de 2008, e por meio da Resolução Homologatória nº 651, de 6 de maio de 2008, homologou o resultado provisório da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da controlada Companhia Nacional de Energia Elétrica, fixando o reposicionamento tarifário em -1,95% (menos um vírgula noventa e cinco por cento), sendo -5,76% (menos cinco vírgula setenta e seis por cento) relativo ao reposicionamento tarifário e 3,81% (três vírgula oitenta e um por cento) relativo aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica. Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de 10 de maio de 2008 até 9 de maio de 2009.

CAIUÁ D:

A ANEEL, através da Nota Técnica nº 145/2008-SRE/ANEEL, de 30 de abril de 2008, e por meio da Resolução Homologatória nº 652, de 6 de maio de 2008, homologa o resultado provisório da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da controlada Caiuá Distribuição de Energia S.A., fixando o reposicionamento tarifário em -9,73% (menos nove vírgula setenta e três por cento), sendo -7,82% (menos sete vírgula oitenta e dois por cento) relativo ao reposicionamento tarifário e -1,91% (menos um vírgula noventa e um por cento) relativo aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica. Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de 10 de maio de 2008 até 9 de maio de 2009.

CEMAT:

A ANEEL, através das Notas Técnicas nº 40 e nº 91/2008-SRE/ANEEL, de 6 fevereiro e 3 de abril de 2008, respectivamente, e por meio da Resolução Homologatória nº 625, de 7 de abril de 2008, homologou o resultado provisório da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da controlada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, fixando o reposicionamento tarifário em -3,26% (menos três vírgula vinte e seis por cento), sendo -3,53% (menos três vírgula cinquenta e três por cento) relativo ao reposicionamento tarifário e 0,27% (zero vírgula vinte e sete por cento) relativo aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica. Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de 8 de abril de 2008 até 7 de abril de 2009.

CELTINS:

A ANEEL, através das Notas Técnicas nº 143 e nº 199/2008-SRE/ANEEL, de 30 de abril e 25 de junho de 2008, respectivamente, e por meio da Resolução Homologatória nº 673, de 1º de julho de 2008, homologou o resultado provisório da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da controlada Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, fixando o reposicionamento tarifário em -4,14% (menos quatro vírgula catorze por cento) relativo ao reposicionamento tarifário e 4,39% (quatro vírgula trinta e nove por cento) relativo aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica. Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de 4 de julho de 2008 até 3 de julho de 2009.

CELPA

A ANEEL, através das Notas Técnicas nº 234 e nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 1º de agosto e 2 de agosto de 2007, respectivamente, e por meio da Resolução Homologatória nº 527, de 6 de agosto de 2007, homologou o resultado provisório da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da controlada Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, fixando o reposicionamento tarifário em -9,65% (menos nove vírgula sessenta e cinco por cento), sendo -7,88% (menos sete vírgula oitenta e oito por cento) relativo ao reposicionamento tarifário e -1,77% (menos um vírgula setenta e sete por cento) relativo aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica. Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de 7 de agosto de 2007 até 6 de agosto de 2008.

A Resolução Homologatória nº 684, de 5 de agosto de 2008, através das Notas Técnicas nº 234/2007-SRE/ANEEL, de 1º de agosto de 2007, e nº 219/2008-SRE/ANEEL, de 22 de julho de 2008, resolve, em seu art. 2º, que as tarifas de fornecimento de energia elétrica da CELPA que vigorou no período de 7 de agosto de 2007 a 6 de agosto de 2008 ficam reposicionadas em -6,75% (menos seis vírgula setenta e cinco por cento), em caráter provisório.

A Resolução Homologatória nº 685, de 5 de agosto de 2008, homologa o resultado provisório da CELPA, fixando um reposicionamento tarifário em 17,24% (dezessete vírgula vinte e quatro por cento), sendo 11,58% (onze vírgula cinquenta e oito por cento) relativo ao reajuste tarifário anual e 5,67% (cinco vírgula sessenta e sete por cento) relativo aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 18,51% (dezoito vírgula cinquenta e um por cento) a ser percebido pelos consumidores. Esse Índice de Reajuste Tarifário anual e seus componentes financeiros devidos vigorarão no período de 7 de agosto de 2008 a 6 de agosto de 2009.

As Resoluções Homologatórias nº 684 e nº 685 de 5 de agosto de 2008 acima citadas foram publicadas no Diário Oficial da União em 7 de agosto de 2008.

ENERSUL

A ANEEL, através das Notas Técnicas nº 90 e nº 144/2008-SRE/ANEEL, de 3 e 4 de abril de 2008, respectivamente, e por meio da Resolução Homologatória nº 624, de 7 de abril de 2008, homologou o resultado provisório da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da controlada Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL, fixando o reposicionamento tarifário em -3,75% (menos três vírgula setenta e cinco por cento), sendo -5,69% (menos cinco vírgula sessenta e nove por cento) relativo ao reposicionamento tarifário e 1,94% (um vírgula noventa e quatro por cento) relativo aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica. Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de 8 de abril de 2008 até 7 de abril de 2009.

Fixa o valor de -R\$151.122 (menos cento e cinquenta e um milhões, cento e vinte e dois mil reais), base abril de 2008, a título de ajuste financeiro decorrente do cálculo da Revisão Tarifária de 2003, a ser utilizado pela ANEEL em parcelas anuais, nesta revisão tarifária e nos reajustes anuais subsequentes, no sentido de atenuar eventuais aumentos tarifários. As tarifas do Anexo III contemplam a primeira parcela do ajuste financeiro de que trata o caput, no valor de -R\$18.450 (menos dezoito milhões, quatrocentos e cinquenta mil reais), restando o valor de -R\$132.672 (menos cento e trinta e dois milhões, seiscentos e setenta e dois mil reais) que será utilizado nos reajustes tarifários de 2009 e 2010.

39. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO

A Rede Energia S.A., a Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, Companhia Força e Luz do Oeste, Companhia Nacional de Energia Elétrica, Elucid Solutions Ltda., Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., Empresa Elétrica Bragantina S.A., Caiuá Distribuição de Energia S.A., Rede Comercializadora de Energia S.A., Rede Power do Brasil S.A. e Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. patrocinam em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social, cuja administração é feita por meio da Redeprev - Fundação Rede de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

As empresas acima mencionadas, solidariamente entre si, são patrocinadoras da Redeprev e mantêm, por meio dessa instituição, três planos de benefícios de previdência:

a. Plano de Benefícios Elétricas BD-I:

Está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos participantes ativos, participantes assistidos e patrocinadoras. Esse plano não permite novas adesões de participantes desde 31/12/1998.

b. Plano de Benefícios Elétricas-R:

Obteve autorização e aprovação para a aplicação do seu regulamento através da Portaria nº 880, de 12/01/2007, emitida pelo Departamento de Análise Técnica da Secretaria de Previdência Complementar do MPS. O referido plano é resultante da fusão dos extintos Planos de Benefícios CELPA-R, CEMAT-R e ELÉTRICAS-R, cujos regulamentos foram condensados em um único regulamento, sem solução de continuidade. O plano assegura os seguintes benefícios de risco:

- Suplementação da aposentadoria por invalidez;
- Suplementação do auxílio-doença;
- Suplementação da pensão por morte; e

- Pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado exclusivamente e de forma solidária com as demais patrocinadoras, CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A. e a CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.

Anteriormente à fusão, os planos eram contabilizados em separado e a partir da fusão as contas passaram a ser prestadas de forma comum, em um único balancete, por conta da legislação que regulamenta as entidades de previdência complementar. Todavia, especificamente para efeitos desta avaliação e para o cumprimento da Deliberação CVM nº 371/2000, impõe-se a aferição compartimentada dos compromissos atuariais, das despesas com contribuições, dos custos e do ativo do Plano de Benefícios R, por empresa patrocinadora.

c. Plano de Benefícios Elétricas-OP:

Instituído em 01/01/1999, oferece o benefício de renda mensal vitalícia, após o prazo de diferimento. O plano, durante o prazo de diferimento do benefício, está estruturado na forma de Contribuição Definida e o valor da renda mensal está vinculado ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do participante. A renda mensal vitalícia, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente a cada ano, e nessa fase é considerada Benefício Definido. O custeio do plano é feito pelos participantes ativos (90%) e pelas patrocinadoras (10%).

SITUAÇÃO FINANCEIRA DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS - AVALIAÇÃO ATUARIAL - DATA-BASE 31 DE DEZEMBRO DE 2008:

a. Número de participantes/beneficiários:

	<u>ElétricasBD-I</u>	<u>Elétricas-R</u>	<u>Elétricas-OP</u>
Número de participantes	35	2.034	2.034
Número de assistidos	250	6	34
Número de pensionistas (famílias)	101	7	-
	<u>386</u>	<u>2.047</u>	<u>2.068</u>

b. Plano de Contribuição Definida - Elétricas-OP:

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo dos benefícios acumulado referente a este plano é de R\$65.168 (R\$65.168 em 2007).

O saldo dos benefícios acumulados corresponde ao fundo formado pelas contribuições individuais de cada participante e contribuições das patrocinadoras, acrescidas dos respectivos rendimentos. As contribuições são determinadas anualmente com base no plano de custeio do Plano Elétricas-OP.

c. Plano de Benefício Definido - BD-I e Elétricas-R:

Deliberação CVM nº 371/00:

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes, em 31 de dezembro de 2008, dos planos de benefícios definidos, seguindo os critérios requeridos por esta Deliberação, o passivo atuarial é da seguinte forma:

Premissas atuariais

As principais premissas atuariais, em 31 de dezembro de 2008, utilizadas para determinação da obrigação atuarial são as seguintes:

	Taxa	
	Real	Nominal
Taxa de desconto	6,00% a.a.	8,76% a.a.
Taxa de rendimento esperada s/ os ativos (investimentos) do plano	6,00% a.a.	8,76% a.a.
Taxa de crescimento salarial futuro	2,00% a.a.	4,65% a .a .
Taxa de reajuste de benefícios	0,00% a.a.	0,00% a.a.
Taxa de inflação esperada	0,00% a.a.	2,60% a.a.
Fator de capacidade (dos salários e benefícios)	0,98	0,98
Tábua de mortalidade	IBGE 2007	

Valores reconhecidos no balanço patrimonial

	2008			2007
	Plano Elétricas BD- I	Plano Elétricas R	Plano Elétricas OP	Total
Valor presente das obrigações atuariais:				
Benefício Definido	53.355	5.074	21.482	79.911
Contribuição Definida	-	-	65.168	65.168
	53.355	5.074	86.650	145.079
Valor justo dos ativos:				
Benefício Definido	57.629	6.141	29.157	92.927
Contribuição Definida	-	-	65.168	65.168
	57.629	6.141	94.325	158.095
Obrigações atuariais à descoberta (ativo não contabilizado)	(4.274)	(1.067)	(7.675)	(13.016)

Reconciliação contábil - Passivo Consolidado

	Deliberação CVM371	Confissão de dívida (*)	Total
Saldo em 31/12/2007	15.845	40.313	56.158
Adição	-	-	-
Despesa do exercício	1.031	4.751	5.782
Pagamentos de contribuições/dívida	-	(8.793)	(8.793)
Saldo em 31/12/2008	16.876	36.271	53.147

d. Confissão de dívida:

Controladas

- Contas a pagar da controlada CELPA para a Redeprev

Em 7 de junho de 1996 foi assinado o Instrumento Particular de Confissão de Dívida, consolidando dívidas no montante de R\$12.727 naquela data. O valor contratado está sendo amortizado em 180 parcelas mensais, atualizadas monetariamente pela variação anual do Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC e acrescidas de juros de 0,5% ao mês, com vencimento final para 30 de junho de 2011. O saldo não amortizado em 31 de dezembro de 2008, no montante de R\$7.548 (R\$9.552 em 2007), está registrado no passivo circulante (R\$3.045) e passivo não circulante (R\$4.503).

- Contas a pagar da controlada CEMAT para a Redeprev

Em 29 de janeiro de 2003 foi firmado contrato de parcelamento de dívida, relativo à reserva matemática no montante de R\$23.240, a qual será amortizada em 132 parcelas mensais e sucessivas, sendo a última em 31/12/2013, atualizadas monetariamente pelo INPC + 6% de juros a.a. Em 18/07/2006 foi firmado instrumento particular de contrato de amortização de insuficiência atuarial no valor de R\$2.500, dos quais R\$1.142 refere-se à cobertura integral da insuficiência verificada no plano de benefício, e R\$1.358 com vistas à constituição de fundo de cobertura de oscilação de risco, esse montante será pago em 60 (sessenta) parcelas mensais e sucessivas a partir de 30/07/2006 acrescido de juros de 6% a.a. + INPC. O saldo dos contratos em 31 de dezembro de 2008 resultou no montante de R\$28.723, sendo R\$5.995 no passivo circulante ("Outros") e R\$22.728 no passivo não circulante (R\$30.761, R\$5.335 e R\$25.426 em 2007, respectivamente), na rubrica "Benefícios pós-emprego".

e. Contribuições efetuadas no ano

No exercício findo em 31 de dezembro de 2008, foi destinado à Redeprev o montante consolidado de contribuições no valor de R\$1.918 (R\$2.946 em 2007), registrados como despesas de pessoal.

f. Outras informações

As controladas CEMAT, CELPA e ENERSUL também patrocinam planos de benefícios na Redeprev, devidamente divulgados em notas explicativas anexas às respectivas demonstrações financeiras.

A Companhia e suas controladas são responsáveis pela cobertura integral de qualquer déficit apurado nos planos de benefícios caracterizados como Benefício Definido.

40. SEGUROS (CONTROLADAS) (*)

A Companhia mantém apólices de seguros, por montantes considerados suficientes, para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que sejam civilmente responsáveis por danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade. As principais coberturas são:

<u>Ramo de Seguro</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Importância Segurada</u>	<u>Prêmio</u>
D&O	02/08/2009	R\$ 31.186	R\$ 20
		Imp. Seg. Casco US\$ 13.500	
		Imp. Seg. LUC(RC): US\$ 50.000	
Aeronáutico	15/10/2009	Imp. Seg. APP Tripulantes US\$ 20	US\$ 60
		Imp. Seg. Desp. Aeronave	
		Substituta até US\$ 150	
		Imp. Seg. APP. Tripulantes US\$ 20	
Aeronáutico (Reta)	15/10/2009	Reta 1/2/3/4: R\$ 219	R\$ 2

Descrição dos Riscos

Seguro de D&O: o objetivo do seguro é o pagamento a título de perdas, devido a terceiros pelo Segurado decorrente de Reclamação, resultante da prática de qualquer ato danoso praticado pelo segurado durante o período de vigência da apólice, em decorrência de sua condição de conselheiro ou diretor da sociedade. Trata-se de apólice corporativa.

Aeronáutico/responsabilidade civil: cobertura da aeronave e de danos materiais e/ou pessoais causados a terceiros.

Aeronáutico casco/LUC: casco: garantia ao segurado na perda e/ou avaria da aeronave.

LUC - Limite Único Combinado: é o reembolso das obrigações que o segurado vier a ser obrigado a pagar judicialmente ou por acordo previamente autorizado pela seguradora, por danos pessoais e/ou materiais e transportados e/ou não transportados.

(*) Informações não auditadas.

41. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Atendendo à Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia divulga a seguir informações relativas a seus instrumentos financeiros.

Gerenciamento de risco:

A Companhia e suas controladas possuem procedimentos de controles preventivos e detectivos que monitoram sua exposição aos riscos de crédito, de mercado, escassez de energia, bem como riscos relacionados à Companhia e suas operações.

Gerenciamento dos riscos de crédito:

Risco de a Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. A mitigação desse risco ocorre com a aplicação de procedimentos analíticos de monitoramento das contas a receber de consumidores, ações de cobrança e corte no fornecimento de energia. Outro fator que minimiza o risco de crédito é o perfil da carteira de crédito, que é pulverizada em um número expressivo de consumidores.

Gerenciamento de risco de mercado:

Estamos expostos a riscos de mercado decorrentes de nossas atividades. Esses riscos de mercado, que estão além de nosso controle, envolvem principalmente a possibilidade de que mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação possam vir a afetar negativamente o valor de nossos ativos financeiros, fluxos de caixa e rendimentos futuros. Risco de mercado é a eventual perda resultante de mudanças adversas das taxas e preços de mercado. A mitigação desse risco ocorre através da aplicação de procedimentos de avaliação da exposição dos ativos e passivos ao risco de mercado e, consequentemente, contratação de hedge junto às Instituições Financeiras de primeira linha.

Gerenciamento de riscos relacionados à Companhia e suas operações:

Nossas receitas operacionais podem ser positiva ou negativamente afetadas por decisões da ANEEL com relação às nossas tarifas. As tarifas que cobramos pela venda de energia aos consumidores são determinadas de acordo com os contratos de concessão celebrados com a ANEEL e estão sujeitas à discricionariedade regulatória da ANEEL. A mitigação desse risco ocorre pelo monitoramento e aplicação de todas as normas e procedimentos definidos pela ANEEL e um criterioso gerenciamento de custos operacionais.

Gerenciamento de riscos de escassez de energia:

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de encargos de sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento que implicaria em redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

Política de utilização de instrumentos derivativos:

A Companhia e suas controladas utilizam instrumentos financeiros derivativos, registrados em contas patrimoniais e de resultado, com o propósito de atender às suas necessidades no gerenciamento de riscos de mercado, decorrentes dos descasamentos entre moedas e indexadores.

As operações com instrumentos derivativos são realizadas, por intermédio das superintendências financeiras de acordo com a estratégia previamente aprovada pelos gestores da Companhia.

Instrumentos derivativos:

Atualmente a contratação de instrumentos derivativos objetiva proteger a exposição das obrigações da Companhia e de suas controladas ao risco de mercado, principalmente, riscos de variação cambial que possam resultar em perda financeira. Esses contratos são celebrados em mercado de balcão diretamente com instituições financeiras de primeira linhas. As operações com derivativos da Companhia e suas controladas não possuem verificadores nem chamada de margens, sendo liquidados integralmente no vencimento.

Obrigações expostas a variação cambial:

Através da aplicação de procedimentos de avaliação da estrutura do endividamento e sua exposição à variação cambial, foram contratados instrumentos financeiros derivativos, contratos de swap, objetivando, principalmente, mitigar os riscos de eventuais perdas financeiras dos empréstimos *Notes Units*, BID e capital de giro.

Os diferenciais a receber e a pagar referentes aos instrumentos financeiros derivativos, ativos e passivos são registrados em contas patrimoniais de “Outros Ativos (diferencial a receber) e Outros Passivos (diferencial a pagar)” e o resultado apurado na conta “Outras Receitas e Despesas Financeiras (resultado) e ou Imobilizado em Curso (quando da construção do imobilizado operacional – determinação da ANEEL em seu manual de contabilidade)”.

a. Composição dos saldos registrados em contas patrimoniais de outros ativos e passivos:

INSTRUMENTOS DERIVATIVOS CONSOLIDADO							
Operações passivas			31 de dezembro de 2008				
Objetivo de hedge de risco de mercado	Indexadores	Vencimento	Valor referencial 2008	Custo amortizado		Valor justo	
				dez/08	dez/07	dez/08	dez/07
Swap BID							
Banco Société Générale		Ago/09 a Mai/12	87.719	(26.623)	(32.160)	(26.030)	(34.025)
Ponta ativa	USD + 0%			93.013	70.497	84.091	61.515
Ponta passiva	IGPM + 4,78%			119.636	102.657	110.121	95.540
Banco Itaú BBA S.A.		Ago/09 a Mai/15	165.300	(50.034)	(59.147)	(50.090)	(64.030)
Ponta ativa	USD + 0%			175.275	132.849	154.693	114.085
Ponta passiva	IGPM + 5,36%			225.309	191.996	204.783	178.115
Unibanco S.A.		Ago/09 a Mai/15	77.140	(22.620)	(27.194)	(25.072)	(29.538)
Ponta ativa	USD + 0%			81.795	61.995	65.152	49.817
Ponta passiva	IGPM + 4,60%			104.415	89.189	90.224	79.355
JP Morgan S.A.		Ago/09 a Mai/15	66.120	(19.104)	(23.845)	(20.998)	(24.883)
Ponta ativa	USD + 0%			70.110	53.139	55.842	42.699
Ponta passiva	IGPM + 4,60%			89.214	76.984	76.840	67.582
Total BID				(118.381)	(142.346)	(122.190)	(152.476)
Swap NOTES UNITS							
Unibanco S.A.		Fev/10 a Fev/12	106.760	(35.650)	(40.332)	(38.180)	(47.260)
Ponta ativa	USD + 0%			116.850	88.564	104.894	76.856
Ponta passiva	IGPM + 5,70%			152.500	128.896	143.074	124.116
Merrill Lynch		Fev/10 a Fev/12	106.904	(29.740)	(37.134)	(28.596)	(38.938)
Ponta ativa	USD + 0%			116.850	88.564	104.894	76.856
Ponta passiva	IGPM + 4,20%			146.590	125.698	133.490	115.794
Total NOTES				(65.390)	(77.466)	(66.776)	(86.198)
Swap CAPITAL DE GIRO							
Banco Safra S.A.		Jan/09 a Fev/10	80.000	38.001	-	36.346	-
Ponta ativa	IENE + 5,20%			119.926	-	111.684	-
Ponta passiva	CDI + 2,0138%			81.925	-	75.338	-
Swap Juros Bônus Perpétuos							
Citibank		Mar/09 a Jun/09	67.583	6.166	-	6.210	-
Ponta ativa	USD + 0%			74.748	-	73.968	-
Ponta passiva	73,50% do CDI			68.582	-	67.758	-
Total Cap. Giro e Bônus Perpétuos				44.167	-	42.556	-
TOTAL GERAL				(139.604)	(219.812)	(146.410)	(238.674)

- b. Resultado apurado no período, registrado na rubrica “outras receitas e despesas financeiras”:

O reconhecimento do resultado líquido não realizado nas operações com instrumentos derivativos é registrado pelo regime de competência, que pode ser diferente da mensuração do valor justo. As diferenças apuradas na mensuração do valor justo desses instrumentos também estão sendo contabilizados no resultado do período.

Unit Notes

Em 31 de dezembro de 2008, as controladas CEMAT e CELPA mantinham instrumentos de troca de resultados financeiros - SWAP com as referidas instituições financeiras, para fazer face às oscilações que possam ocorrer na moeda nacional com relação ao dólar norteamericano no montante de US\$100.000 (R\$233.700) valor original, correspondente à captação de recursos através de *Notes Units*.

O resultado reconhecido líquido dessas operações acumula perdas, de fevereiro de 2006 a dezembro de 2008, no montante de R\$65.390, sendo R\$29.740 junto ao Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A., que optou pelo IGP-M mais 4,20% a.a. e R\$35.650 com o Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A. que optou pelo IGP-M mais 5,70% a.a., com vencimentos em 12/02/2010, 11/02/2011 e 13/02/2012, respectivamente.

BID

Em 25 de julho de 2006, a CEMAT tomou empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberados US\$89.500 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$114.500. Do total liberado, US\$50.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como “A Loan” ou parte A) e US\$39.500 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total nove anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais seis para amortização do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais três anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A é de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. O principal da operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial (swap) a taxas que variam entre IGP-M acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,39% a.a.

O resultado reconhecido líquido dessas operações acumula perdas, de julho de 2006 a dezembro de 2008, no montante de R\$52.186, sendo R\$10.483 com o Banco Société Générale que optou pela taxa de IGP-M mais 4,77% a 4,79%, R\$20.014 com o Banco Itaú que optou pela taxa de IGP-M mais 4,23% a 5,39%, R\$19.104 com o Banco JP Morgan que optou pela taxa de IGP-M mais 4,49% a.a. e R\$2.585 com o Unibanco que optou pela taxa de IGP-M mais 4,60%.

Em 25 de julho de 2006, a CELPA toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberados US\$100.000 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$135.000. Do total liberado, US\$40.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$60.000 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais seis para amortização do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais três anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A é de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. O principal da operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial (swap) a taxas que variam entre IGP-M acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,50% a.a.

O resultado reconhecido líquido dessas operações acumula perdas, de julho de 2006 a dezembro de 2008, no montante de R\$66.195, sendo R\$16.140 com o Banco Société Générale que optou pela taxa de IGP-M mais 4,77% a 4,79%, R\$30.020 com o Banco Itaú que optou pela taxa de IGP-M mais 4,23% a 5,39% e R\$20.035 com o Unibanco que optou pela taxa de IGP-M mais 4,60%.

Capital de Giro

As controladas CEMAT e CELPA possuem ainda instrumentos de troca de resultados financeiros - SWAP junto ao Banco Safra S.A., para fazer face às oscilações que possam ocorrer na moeda nacional em relação ao iene no montante de JPY 4.922.470 (R\$80.000 valor original). O resultado líquido das operações em 31 de dezembro de 2008 acumula ganhos no montante de R\$38.001 junto ao banco, que optou por iene mais 5,20% a.a. contra CDI mais 2,0107% a 2,0425% a.a. da empresa, com prazo final em 25/02/2010.

Bônus Perpétuos

Os bônus perpétuos estão expostos à variação cambial e à atualização pela taxa pré-fixada de 11,125% (pagos trimestralmente), conforme comentado na nota explicativa nº 21, esses bônus não possuem vencimento, sendo que sua liquidação poderá ocorrer a partir de abril de 2012 por opção da Companhia.

A Companhia possui instrumentos de troca de resultados financeiros SWAP junto ao Banco Citibank S.A., para fazer face às oscilações que possam ocorrer na moeda nacional em relação ao dólar norteamericano para o pagamento dos encargos no montante de USD 31.984 que serão amortizados em duas parcelas de USD 15.992, a primeira com vencimento em março de 2009 e a segunda em junho de 2009.

O resultado reconhecido líquido dessa operação acumula ganho de novembro a dezembro de 2008, no montante de R\$6.166, com o Banco Citibank S.A., que optou pela taxa de 73,50% do CDI contra a variação cambial, opção da Companhia.

Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos

A Companhia e suas controladas possuem apenas operações de swap, não possuindo outros instrumentos derivativos. Para a apuração do valor justo foi estimado seu valor presente utilizando-se de uma metodologia comumente empregada pelos participantes do mercado. A metodologia utilizada para o cálculo do valor justo baseia-se na estimativa do valor presente dos pagamentos por meio da utilização de curvas de mercado divulgadas pela BM&F.

Exposição Cambial sem Contratação de Instrumentos Financeiros Derivativos

Tesouro Nacional

Corresponde à reestruturação da dívida externa de suas controladas (ver nota explicativa nº 21), atualizados de acordo com a variação das taxas Libor, taxa pré-fixada e variação do dólar, com amortização mensal e vencimento em abril de 2024.

Os administradores da Companhia e de suas controladas não contrataram instrumentos financeiros derivativos por possuírem investimentos em bônus de descontos e bônus ao par (bônus emitidos pela União) que estão expostos à variação do dólar, eles possuem vencimentos idênticos ao valor da dívida e serão utilizados para quitar a dívida. Os referidos vencimentos estão contabilizados no ativo não circulante, na rubrica “cauções e depósitos vinculados”.

Teste de Sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/08, é apresentado a seguir o quadro da análise de sensibilidade de todas as posições com derivativos abertas em 31 de dezembro de 2008, no caso da Companhia e suas controladas, somente contratos de swap. Os swaps das companhias celebram uma troca de fluxos de caixa, onde se comprometem a pagar a variação do IGP-M ou a taxa CDI, recebendo a variação do dólar ou iene.

Como essas operações visam proteger dívidas vinculadas à moeda estrangeira, a ponta cambial não apresenta riscos significativos, pois eventuais alterações serão compensadas pela dívida subjacente. Logo, a variável que pode gerar prejuízos e que será sensibilizada é o IGP-M ou CDI, embora a liquidação, quando ocorrer, será pela diferença entre as pontas. A Companhia e suas controladas definiram 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados.

No provável são utilizadas as condições consideradas como prováveis pela Administração, as quais foram definidas com base nas taxas divulgadas pela BM&F para cada vencimento, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis.

<u>Consolidado:</u>		<u>31 de dezembro de 2008</u>		
<u>Objetivo de hedge de risco de mercado</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável</u>	<u>Cenário possível (alta de 25%)</u>	<u>Cenário remoto (alta de 50%)</u>
Swap BID				
Banco Société Générale	USD + 0% vs IGP-M + 4.78%	(28.794)	(30.871)	(32.946)
Banco Itaú BBA S.A.	USD + 0% vs IGP-M + 5.36%	(65.070)	(70.092)	(75.113)
Unibanco S.A.	USD + 0% vs IGP-M + 4.60%	(51.516)	(56.027)	(60.540)
J P Morgan	USD + 0% vs IGP-M + 4.49%	(43.837)	(47.675)	(51.514)
Total BID		<u>(189.217)</u>	<u>(204.665)</u>	<u>(220.113)</u>
Swap NOTES UNITS				
Unibanco S.A.	USD + 0% vs IGP-M + 4.2%	(39.996)	(42.922)	(45.848)
Merrill Lynch	USD + 0% vs IGP-M + 4.2%	(37.126)	(39.840)	(42.554)
Total NOTES		<u>(77.122)</u>	<u>(82.762)</u>	<u>(88.402)</u>
Swap CAPITAL DE GIRO				
Banco Safra S.A.	IENE + 5.2% vs CDI + 2.0138%	(5.294)	(6.598)	(7.896)
Total Capital Giro		<u>(5.294)</u>	<u>(6.598)</u>	<u>(7.896)</u>
Swap Juros Bônus Perpétuos				
Banco Citibank S.A.	USD + 0% vs 73,50% do CDI	(3.066)	(3.604)	(4.132)
Total Juros Bônus Perpétuos		<u>(3.066)</u>	<u>(3.604)</u>	<u>(4.132)</u>
TOTAL GERAL		<u>(274.699)</u>	<u>(297.629)</u>	<u>(320.543)</u>

* * *

**REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E
CONTROLADAS**

**DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006
E PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES**

A BDO International é uma rede mundial de empresas de auditoria denominadas firmas-membro BDO, com presença em 111 países e 626 escritórios. Cada firma-membro é uma entidade juridicamente independente em seu próprio país. A BDO Trevisan é firma-membro da rede BDO International desde 2004.

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS

**DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006**

CONTEÚDO

Parecer dos auditores independentes

Quadro 1 - Balanços patrimoniais

Quadro 2 - Demonstração dos resultados

Quadro 3 - Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Quadro 4 - Demonstração das origens e aplicações de recursos

Quadro 5 - Demonstração dos fluxos de caixa - Informação adicional

Quadro 6 - Demonstração do valor adicionado - Informação adicional

Quadro 7 - Balanço social - Informação adicional

Notas explicativas às demonstrações contábeis



BDO Trevisan

BDO Trevisan Auditores Independentes
Rua Bela Cintra, 952 - 3º andar
São Paulo - SP - Brasil
01415-000

Tel.: +55 (11) 3138-5000
Fax.: +55 (11) 3138-5227
www.bdotrevisan.com.br

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Acionistas e Administradores da
Rede Empresas de Energia Elétrica S.A.
São Paulo - SP

1. Examinamos os balanços patrimoniais da Rede Empresas de Energia Elétrica S.A., ("Companhia e Consolidado"), levantados em 31 de dezembro de 2007 e 2006, e as respectivas demonstrações dos resultados, das mutações do patrimônio líquido ("Companhia") e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis da coligada indireta em conjunto Investco S.A. relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, cujos valores serviram de base para fins de avaliação pelo método de equivalência patrimonial ("Companhia") e consolidação proporcional, foram examinadas por outros auditores independentes que emitiram parecer sem ressalvas e nossa opinião, no que diz respeito aos valores dessa empresa, baseia-se exclusivamente no parecer desses auditores independentes.
2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia; b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1, representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Rede Empresas de Energia Elétrica S.A. ("Companhia e Consolidado") em 31 de dezembro de 2007 e 2006, os resultados de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido ("Companhia") e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.



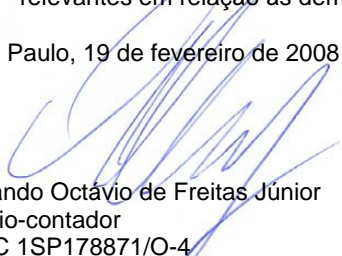
BDO Trevisan

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Acionistas e Administradores da
Rede Empresas de Energia Elétrica S.A.
São Paulo - SP

4. Nossos exames foram conduzidos com o objetivo de emitir parecer sobre as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1, tomadas em conjunto. As demonstrações do fluxo de caixa, do valor adicionado e do balanço social, apresentadas para propiciar informações suplementares, não são requeridas como parte integrante das demonstrações contábeis. As demonstrações do fluxo de caixa, do valor adicionado e do balanço social foram submetidas aos procedimentos de auditoria descritos no parágrafo 2 e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas em todos os seus aspectos relevantes em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

São Paulo, 19 de fevereiro de 2008



Orlando Octávio de Freitas Júnior
Sócio-contador
CRC 1SP178871/O-4
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013439/O-5

QUADRO 1

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006
(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Companhia			Consolidado		
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
ATIVO CIRCULANTE						
Ativo disponível	1.436	1.590			424.850	530.540
Ativo disponível a prazo	137.133	1.380			6.809	5.089
Consumíveis (nota 7)	-	-			340.150	265.528
(-)Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 8)	-	-			148.114	43.924
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber (nota 15)	104.489	192.748			9.787	5.286
Títulos e contribuições sociais a compensar (nota 9)	12.504	3.380			343.432	493.979
Títulos a receber (nota 13)	5.791	5.791			143.240	133.000
Estoque	-	5.791			136.288	137.079
Serviços em curso	2.091	1.754			-	38.872
Redução de receita - baixa renda (nota 10)	-	-			-	48.304
Aquisição de combustíveis - conta CCC	-	41.042			-	31.088
Despesas pagas antecipadamente (nota 11)	-	53.926			-	41.378
Outros (nota 14)	15.055	99.174			-	-
	8.821	51			69.887	101.450
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	287.295	4.209			330.355	1.841.562
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Realizável a longo prazo	738.430	618.212			1.577.322	5.695.202
Consumos (nota 8)	-	-			-	-
Empresas relacionadas (nota 15)	617.291	564.141			34.350	62.508
Caucões e depósitos vinculados	25.989	-			17.147	968.345
Depósitos judiciais (nota 25)	1.243	-			56.874	1.050.036
Impostos e contribuições sociais diferidos (nota 16)	-	-			14.632	1.050.036
Impostos e contribuições sociais a compensar (nota 9)	-	-			38.437	1.050.036
Ativos regulatórios (nota 12)	-	-			932.469	19.188
Despesas pagas antecipadamente (nota 11)	48.072	53.877			206.425	15.721
Títulos a receber (nota 13)	46.825	52.071			281.113	297.260
Outros (nota 14)	-	-			67.927	670.449
	-	-			-	38.599
Total do realizável a longo prazo	738.430	618.212			3.854.377	208.945
Ativo permanente						
Investimentos (nota 17)	1.877.998	1.891.684			5.695.202	4.536.207
Investimento líquido (nota 18)	9	9			-	-
Difêrença - líquido (nota 19)	-	-			1.817.041	1.764.394
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	1.878.007	1.891.684			5.695.202	4.536.207
TOTAL DO ATIVO	2.817.437	2.507.896			8.995.557	6.377.769
PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS DESTINADOS PARA AUMENTO DE CAPITAL						
Capital social (nota 28)	599.376	538.052			599.376	538.052
Reservas de capital (nota 28)	619.466	4.458			4.458	4.458
Reservas de reavaliação (nota 18)	687.855	687.855			619.465	687.855
Prejuízos acumulados	(362.279)	(475.280)			(475.280)	(546.047)
Total do patrimônio líquido	861.020	755.075			786.652	682.079
Recursos destinados para aumento de capital	-	-			-	-
Total do patrimônio líquido e recursos destinados para aumento de capital	861.020	755.075			786.652	682.079
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO, RECURSOS DESTINADOS PARA AUMENTO DE CAPITAL E DE AÇÕES NÃO CONTROLADORAS	861.020	755.075			2.006.615	2.487.517
PASSIVO TOTAL	2.904.732	2.721.752			9.943.370	8.956.465

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

QUADRO 2 (página 1)
REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS
DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006
(Valores expressos em milhares de reais, exceto lucro (prejuízo) líquido por lote de mil ações)

	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
	R\$	R\$	R\$	R\$
		Reclassificado		Reclassificado
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Fornecimento de energia elétrica (nota 29)	-	-	4.974.913	4.614.388
Suprimento de energia elétrica (nota 29)	-	-	113.987	100.262
Outras receitas (nota 29)	-	-	90.768	60.423
	-	-	5.179.668	4.775.073
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
ICMS	-	-	(1.063.280)	(991.330)
PIS - Corrente	-	-	(92.450)	(84.011)
PIS - Diferido	-	-	5.775	(4.776)
COFINS - Corrente	-	-	(427.960)	(391.599)
COFINS - Diferido	-	-	(27.331)	(47.982)
Quota para a Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	(37.655)	(36.909)
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	-	(121.061)	(199.976)
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(79.207)	(71.513)
Outras	-	-	(36.308)	(46.098)
	-	-	(1.879.477)	(1.874.194)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	-	-	3.300.191	2.900.879
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA				
Energia elétrica comprada para revenda (nota 30 e 31)	-	-	(1.202.242)	(899.944)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	-	-	(159.352)	(216.384)
	-	-	(1.361.594)	(1.116.328)
CUSTO DE OPERAÇÃO				
Pessoal	-	-	(138.202)	(110.761)
Material	-	-	(31.306)	(27.165)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	-	-	(239.950)	(231.610)
Serviços de terceiros	-	-	(207.944)	(169.499)
Depreciação e amortização	-	-	(307.778)	(275.802)
Arrendamento e aluguéis	-	-	(19.068)	(92.083)
Subvenção - CCC	-	-	255.896	251.474
Outras despesas	-	-	(31.458)	(17.032)
	-	-	(719.810)	(672.478)
Custo do serviço prestado a terceiros	-	-	(10.312)	(10.094)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	-	-	1.208.475	1.101.979
DESPESAS OPERACIONAIS				
Despesas com vendas (nota 32)	-	-	(162.606)	(145.118)
Despesas gerais e administrativas (nota 32)	(6.337)	(4.757)	(237.131)	(321.914)
Outras despesas operacionais (nota 32)	2.640	(72)	(25.158)	(17.164)
	(3.697)	(4.829)	(424.895)	(484.196)
RESULTADO DO SERVIÇO	(3.697)	(4.829)	783.580	617.783
Resultado de participações societárias (nota 17)	83.239	293.996	(23.496)	173.981

QUADRO 2 (página 2)

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006

(Valores expressos em milhares de reais, exceto lucro (prejuízo) líquido por lote de mil ações)

	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
	R\$	R\$	R\$	R\$
		Reclassificado		Reclassificado
RESULTADO FINANCEIRO				
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	17.809	496	53.227	53.060
Juros ativos	112.014	61.762	92.752	139.795
Acréscimos moratórios - Energia vendida	-	-	51.546	46.582
Variação monetária - moeda nacional	-	-	1.671	(7.713)
Variação monetária - moeda estrangeira	120.541	-	205.870	41.645
Outras (nota 33)	9.420	(864)	38.773	23.108
	259.784	61.394	443.839	296.477
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	(258.342)	(187.460)	(377.034)	(332.036)
Variação monetária - moeda nacional	(6.433)	(12.804)	(32.656)	(14.375)
Variação monetária - moeda estrangeira	(5.101)	-	(12.457)	(18.736)
Acréscimos moratórios - Energia comprada	-	-	(14.944)	(29.143)
Juros e multas	(3.057)	(8.487)	(183.205)	(317.385)
Juros sobre o capital próprio	-	-	(39.201)	(10.372)
Outras (nota 33)	(24.306)	(10.149)	(160.678)	(66.055)
	(297.239)	(218.900)	(820.175)	(788.102)
Resultado financeiro	(37.455)	(157.506)	(376.336)	(491.625)
RESULTADO OPERACIONAL				
	42.087	131.661	383.748	300.139
RESULTADO NÃO OPERACIONAL				
Receita não operacional (nota 34)	376	5	11.264	146.248
Despesa não operacional (nota 34)	(31)	(3.086)	(36.780)	(49.141)
	345	(3.081)	(25.516)	97.107
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	42.432	128.580	358.232	397.246
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL				
Corrente (nota 15)	(25)	(1.815)	(184.780)	(220.442)
Diferido (nota 15)	9.047	(38.247)	36.258	30.655
	9.022	(40.062)	(148.522)	(189.787)
LUCRO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES E DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	51.454	88.518	209.710	207.459
Participações dos administradores	-	-	(4.673)	(1.170)
Participações de partes beneficiárias	-	-	(6.622)	(4.116)
LUCRO ANTES DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO, E DA PARTICIPAÇÃO DE MINORITÁRIOS	51.454	88.518	198.415	202.173
Reversão dos juros sobre o capital próprio	-	-	39.201	10.372
LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS MINORITÁRIOS	51.454	88.518	237.616	212.545
Participação minoritária nos resultados das controladas	-	-	(186.162)	(124.027)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	51.454	88.518	51.454	88.518
Lucro líquido por lote de mil ações - R\$	168,81	311,39	168,81	311,39

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

QUADRO 3

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006 (Valores expressos em milhares de reais)

	Capital social R\$	Reservas de capital R\$	Reservas de reavaliação R\$	Prejuízos acumulados R\$	Total do patrimônio líquido R\$
	(nota 28)		(nota 18)		
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005	538.052	4.458	750.874	(626.827)	666.557
Realização de reserva de reavaliação em controladas	-	-	(63.019)	63.019	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	88.518	88.518
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2006	538.052	4.458	687.855	(475.290)	755.075
Aumento de capital conforme AGE de 29 de junho de 2007	61.324	-	-	-	61.324
Reversão de reserva de reavaliação em controladas	-	-	(6.833)	-	(6.833)
Realização de reserva de reavaliação em controladas	-	-	(61.557)	61.557	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	51.454	51.454
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007	599.376	4.458	619.465	(362.279)	861.020

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

QUADRO 4
REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS
**DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006
(Valores expressos em milhares de reais)**

	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006 reclassificado
ORIGENS DE RECURSOS				
Das operações				
Lucro do exercício	51.454	88.518	51.454	88.518
Participação dos minoritários no resultado	-	-	186.162	124.027
Receitas (despesas) que não afetam o capital circulante:				
Depreciação e amortização (imobilizado e diferido)	-	-	321.456	287.635
Despesas (receitas) financeiras do realizável e do exigível a longo prazo - líquidas	(79.767)	62.730	(24.499)	180.240
Baixas do ativo imobilizado	-	-	195.520	109.257
Provisão (líquida das reversões) para contingências	-	-	(1.570)	(10.305)
Resultado de participações societárias	(83.239)	(293.996)	23.496	(173.981)
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação	(9.047)	(9.116)	(56.793)	(58.596)
(Ativo) passivo regulatório	-	-	17.507	(56.783)
(Ganhos) perdas nas alienações de bens e direitos do Ativo Permanente	-	3.005	(2.963)	(133.407)
Créditos tributários diferidos	-	49.178	15.773	31.832
Capitalização de gastos administrativos/operacionais	-	-	(105.264)	(32.517)
Outras	(3.138)	4.588	(7.670)	24.959
Total originado das operações	(123.737)	(95.093)	612.609	380.879
Dos Acionistas:				
Aumento de capital	61.324	-	61.324	-
De outras fontes				
Redução do realizável a longo prazo	94.201	4.246	275.387	218.714
Adição (líquida) de mútuos passivos	-	286.884	-	-
Alienação de bens e direitos do Ativo Permanente	-	19.989	12.230	502.741
Aumento do passivo exigível a longo prazo	16.214	241.482	83.480	354.833
Empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 22 e 23)	1.385.673	74.163	2.320.049	1.351.928
Assunção de dívidas com controladoras	-	412.182	-	412.182
Impostos, contribuições e parcelamentos	-	-	2.914	154.004
Redução (líquida) de mútuos ativos	21.985	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão	-	-	452.077	278.794
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	182.961	202.466	-	-
Outras	1.542	-	-	-
TOTAL DAS ORIGENS	1.640.163	1.146.319	3.820.070	3.654.075
APLICAÇÕES DE RECURSOS				
Aumento do ativo realizável a longo prazo	168.261	191	406.457	132.460
Adição (líquida) de mútuos ativos	-	517.114	18.051	41.624
Em Investimento	93.992	183.991	21.945	78.492
No Imobilizado	9	-	1.048.077	811.901
No diferido	-	-	3.376	6.520
Aumento do ativo líquido não circulante pelas aquisições e inserções de controladas	-	-	72.566	168.801
Redução (líquida) de mútuos passivos	472.949	-	10.985	266.439
Redução do passivo não circulante	579.215	411.741	1.659.882	1.367.100
Cessão de créditos com controladora	-	55.541	-	55.541
Variação (líquida) de participação em controlada	-	-	181.638	183.878
TOTAL DAS APLICAÇÕES	1.314.426	1.168.578	3.422.977	3.112.756
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	325.737	(22.259)	397.093	541.319
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
Ativo circulante:				
No início do exercício	213.856	41.955	1.760.791	1.383.842
No final do exercício	287.295	213.856	1.933.707	1.760.791
	73.439	171.901	172.916	376.949
Passivo circulante:				
No início do exercício	330.355	136.195	1.865.740	2.030.110
No final do exercício	78.057	330.355	1.641.563	1.865.740
	(252.298)	194.160	(224.177)	(164.370)
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	325.737	(22.259)	397.093	541.319

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

QUADRO 5 (página 1)

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS

**DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006
(Valores expressos em milhares de reais)**

	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006 reclassificado
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Lucro do exercício	51.454	88.518	51.454	88.518
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(3.817)	18.451
Depreciação e amortização	-	-	323.843	287.635
Despesas com juros, variações monetárias e cambiais - líquidas	82.423	144.210	313.377	412.276
Resultado de participações societárias	(83.239)	(293.996)	23.496	(173.981)
Provisão para contingências	-	-	(1.569)	(10.305)
Baixa de imobilizado	-	-	195.520	109.257
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação	(9.047)	(9.116)	(56.793)	(58.596)
(Ganho) perda na alienação de bens e direitos do ativo permanente	-	3.005	(2.963)	(133.407)
Ativo (líquido) regulatório	-	-	(41.223)	(56.783)
Créditos tributários diferidos	-	49.178	15.773	31.832
Capitalização de gastos administrativos/operacionais	-	-	(105.264)	(32.517)
Participação dos minoritários no resultado	-	-	186.162	124.027
Outras	(3.137)	4.588	13.964	12.949
Subtotal	38.454	(13.613)	911.960	619.356
(Aumento) redução nas contas do ativo circulante e realizável a longo prazo				
Consumidores, concessionários e permissionários	-	-	(58.857)	(75.092)
Estoques	-	-	10.377	(15.194)
Serviços em curso	(337)	(1.754)	(7.491)	(6.890)
Rendas a receber	91.243	(161.820)	11.312	-
Cauções e depósitos vinculados a litígios	(31.395)	-	(41.753)	(6.630)
Despesas pagas antecipadamente e ativos regulatórios	(71.901)	(51)	67.142	92.138
Créditos compensáveis em recolhimentos futuros	-	-	(445.040)	(379.345)
Outros Créditos	-	-	(40.505)	35.020
Serviços prestados, rendas a receber, devedores diversos e aumento do ativo (líquido) pelas aquisições e inserção de controladas	(4.229)	4.112	(51.149)	(26.184)
	(16.619)	(159.513)	(555.964)	(382.177)
Aumento (redução) nas contas do passivo circulante e não circulante				
Fornecedores	(404)	398	3.894	(143.276)
Consumidores	-	-	13.410	(1.107)
Folha de pagamento e provisões trabalhistas	-	-	1.679	(1.096)
Impostos, contribuições sociais e parcelamentos	3.053	(17.653)	288.010	31.685
Taxas regulamentares	-	-	(387)	1.286
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	-	-	99.686	18.571
Outros credores	(8.841)	4.732	(118.062)	(55.878)
Obrigações estimadas	-	-	(977)	(5.045)
Resultado de exercício futuro	(56.000)	60.000	(56.000)	60.000
Variação na participação de controlada	-	-	(181.638)	(183.878)
Entidade previdência privada, e outras obrigações	2	(10)	(47.396)	48.903
	(62.190)	47.467	2.219	(229.835)
Total das Atividades Operacionais	(40.355)	(125.659)	358.215	7.344

QUADRO 5 (página 2)

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS

**DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006
(Valores expressos em milhares de reais)**

	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006 reclassificado
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Alienação de bens e direitos do Ativo Permanente	-	19.989	12.230	502.741
Em Investimento	(93.992)	(183.991)	(21.945)	(78.492)
No Imobilizado	(9)	-	(1.048.077)	(811.901)
No diferido	-	-	(3.376)	(6.520)
Total das Atividades de Investimentos	(94.001)	(164.002)	(1.061.168)	(394.172)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Integralização de capital	61.324	-	61.324	-
Empréstimos com partes relacionadas	(450.963)	(230.230)	(29.036)	(308.063)
Novos empréstimos e financiamentos (nota 22)	1.515.058	133.710	2.542.535	1.672.522
Pagamentos de empréstimos e debêntures- principal (nota 22 e 23)	(852.338)	(264.623)	(1.695.721)	(1.186.245)
Pagamentos de empréstimos - encargos (nota 22 e 23)	(186.088)	(94.199)	(419.897)	(274.111)
Obrigações vinculadas	-	-	355.573	278.794
Assunção de dívidas - principal e juros	-	604.767	-	504.519
Cessão de créditos	-	(60.870)	-	(60.870)
Juros sobre capital próprio e dividendos	182.961	202.466	-	-
Total das Atividades de Financiamento	269.954	291.021	814.778	626.546
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES	135.598	1.360	111.825	239.718
Caixa e equivalentes no início do exercício	2.970	1.610	500.484	260.766
Caixa e equivalentes no final do exercício	<u>138.568</u>	<u>2.970</u>	<u>612.309</u>	<u>500.484</u>
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES	<u>135.598</u>	<u>1.360</u>	<u>111.825</u>	<u>239.718</u>

Demonstração Complementar ao Relatório da Administração

QUADRO 6 (página 1)**REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS**
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO - DVA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006
(Valores expressos em milhares de reais)

CONSOLIDADO	2007	%	2006	%
			Reclassificado	
1. GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas de vendas de energia elétrica, serviços e outras	5.179.668		4.775.073	
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	3.817		(18.315)	
Resultado não operacional	(25.516)		97.107	
Total	5.157.969		4.853.865	
2 . (-) Insumos				
Energia elétrica comprada p/ revenda	(1.361.594)		(1.116.328)	
Serviços de terceiros	(423.961)		(398.163)	
Materiais	(45.709)		(52.396)	
Matéria-prima e insumo p/ prod. de energia elétrica	(239.950)		(238.933)	
Quota - CCC	255.896		251.474	
Outros custos operacionais	(90.836)		(31.625)	
Total	(1.906.154)		(1.585.971)	
3 . VALOR ADICIONADO BRUTO (1-2)	3.251.815		3.267.894	
4 . RETENÇÕES				
Quotas de reintegrações (Depreciação e amortização)	(231.913)		(285.783)	
5 . VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	3.019.902		2.982.111	
6 . VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Resultado de equivalência patrimonial	(23.496)		173.981	
Receitas financeiras	443.839		296.478	
Total	420.343		470.459	
7. VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR (5+6)	3.440.245	100,0	3.452.570	100,0

QUADRO 6 (página 2)

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS

**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO - DVA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006
(Valores expressos em milhares de reais)**

	2007	%	2006	%
8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO			Reclassificado	
Do Trabalho:				
Remunerações	176.255	5,1	151.855	4,4
Encargos Sociais (exceto INSS)	13.123	0,4	13.191	0,4
Entidades de previdência privada	2.961	0,1	5.379	0,2
Indenização s/ o saldo do FGTS	5.333	0,2	4.021	0,1
Programa incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	2.011	0,1	1.094	-
Programa de Alimentação ao Trabalhador - PAT	16.855	0,5	15.094	0,4
Convênios assistenciais e outros benefícios	16.222	0,5	16.221	0,5
Diversos	2.662	0,2	1.275	-
Custo dos serviços prestados	2.259	0,1	49	-
Transferências p/ Ordens	(28.452)	(0,8)	(8.240)	(0,2)
	209.229	6,4	199.939	5,8
Do Governo:				
Imposto de renda e Contribuição Social	148.522	4,3	193.242	5,6
PIS/COFINS s/ faturamento	541.966	15,8	524.913	15,2
INSS (sobre folha de pagamento)	39.262	1,1	39.339	1,1
ICMS	1.067.846	31,0	993.479	28,8
RGR (quota p/ reserva global de reversão)	37.655	1,1	36.908	1,1
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis	121.061	3,5	199.976	5,8
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético	79.207	2,3	71.513	2,1
Outras obrigações intra-setoriais	34.930	1,0	44.305	1,3
Outros encargos	63.206	1,8	52.434	1,5
	2.133.655	61,9	2.156.109	62,5
Do Capital de Terceiros:				
Encargos de dívidas e variações monetárias	428.578	12,5	381.798	11,1
Aluguéis e arrendamentos	117.171	3,4	110.972	3,2
Outras despesas financeiras	313.997	9,1	374.579	10,8
	859.746	25,0	867.349	25,1
Do Capital Próprio:				
Dividendos	152.931	4,3	262.321	7,6
Juros sobre o capital próprio	36.200	1,1	10.372	0,3
Realização de reservas	(8.665)	(0,3)	54.119	1,5
Lucros retidos	256.216	7,4	83.095	2,4
Prejuízo do Exercício	(56.252)	(1,6)	(56.707)	(1,6)
Participação dos minoritários	(142.815)	(4,2)	(124.027)	(3,6)
	237.615	6,7	229.173	6,6
TOTAL	3.440.245	100,0	3.452.570	100,0

Demonstração Complementar ao Relatório da Administração

QUADRO 7 (página 1)

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DO BALANÇO SOCIAL
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006
(Valores expressos em milhares de reais)

CONSOLIDADO

	2007			2006		
1. Base de cálculo						
Receita Líquida (RL)	3.300.191			3.216.731		
Resultado Operacional (RO)	383.748			300.139		
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	273.773			216.136		
	% sobre			% sobre		
	R\$	FPB	RL	R\$	FPB	RL
2. Indicadores sociais internos						
Alimentação	20.475	7,5	0,6	18.502	8,6	0,6
Encargos sociais compulsórios	54.011	19,7	1,6	52.775	24,4	1,6
Previdência privada	2.969	1,1	0,1	6.775	3,1	0,2
Saúde	13.244	4,8	0,4	12.914	6,1	0,4
Segurança e medicina no trabalho	2.991	1,1	0,1	3.335	1,5	0,1
Educação	1.269	0,5	-	1.902	0,9	0,1
Capacitação e desenvolvimento profissional	2.951	1,1	0,1	1.536	0,7	0,1
Auxílio-creche	233	0,1	-	795	0,4	-
Participação dos empregados nos lucros ou resultados	3.432	1,3	0,1	2.341	1,1	0,1
Participação dos administradores no resultado	4.673	1,7	0,1	1.170	0,5	-
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	2.013	0,7	0,1	1.094	0,5	-
Vale-transporte - excedente	1.610	0,6	-	1.735	0,8	0,1
Outros benefícios	1.838	0,7	0,1	365	0,2	-
	111.709	40,9	3,3	105.239	48,8	3,3
	% sobre			% sobre		
	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL
3. Indicadores sociais externos						
Educação - Fundação Aquarela	2.531	0,7	0,1	2.175	0,7	0,1
Cultura	2.837	0,7	0,1	1.093	0,5	-
Esporte e lazer	255	0,1	-	539	0,2	-
Combate à fome e segurança alimentar	18	-	-	0	-	-
Doações / contribuições	10.634	2,8	0,3	3.278	1,1	0,2
Subtotal	16.275	4,3	0,5	7.085	2,5	0,3
<u>Programas Sociais:</u>						
Programa Social de Eletricidade Rural - Luz no Campo	-	-	-	70	0,0	-
Programa Nacional de Universalização - Luz para Todos	501.735	130,8	15,2	514.176	171,3	16,0
Programa Universalização	26.223	6,8	0,8	8.853	2,9	0,3
Outros	6.032	1,6	0,2	1.345	0,4	-
Subtotal	533.990	139,2	16,2	524.444	174,7	16,3
Total de contribuições para a sociedade	550.265	143,5	16,7	531.529	177,2	16,6
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.903.069	495,9	57,7	1.735.448	578,2	54,0
Total Indicadores Sociais Externos	2.453.334	639,4	74,4	2.266.977	755,4	70,6
	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL
4. Indicadores ambientais						
Estação ecológica - Fauna / Flora	322	0,1	-	308	0,1	-
Relacionamento com a operação da Companhia	322	0,1	0,0	308	0,1	0,0
<u>Investimentos relacionados com a produção/operação da Companhia</u>						
Fundo Nacional de Desenv. Científico e Tecnológico - FNDCT	8.638	2,3	0,3	9.754	3,2	0,3
Estudo de Pesquisa Energética - EPE (MME)	3.987	1,0	0,1	5.257	1,8	0,2
Programa de Eficiência Energética - PEE	14.177	3,7	0,4	11.075	3,7	0,3
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	8.191	2,1	0,2	16.089	5,4	0,5
Total de investimentos relacionados com a prod./operação da Companhia	34.993	9,1	1,0	42.175	14,1	1,3
Total de indicadores ambientais e invest.relac.com a prod./op.da Companhia	35.315	9,2	1,0	42.483	14,2	1,3
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, ao consumo em geral na produção/ operação e ao aumento da eficácia na utilização de recursos naturais, a Companhia						
(X) não possui metas () cumpre de 51 a 75%			(X) não possui metas () cumpre de 51 a 75%			
() cumpre de 0 a 50% () cumpre de 76 a 100%			() cumpre de 0 a 50% () cumpre de 76 a 100%			

QUADRO 7 (página 2)

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. E CONTROLADAS

**DEMONSTRAÇÃO DO BALANÇO SOCIAL
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006
(Valores expressos em milhares de reais)**

5. Indicadores do corpo funcional (*)	2007 (em unidades)	2006 (em unidades)
Nº de empregados no final do período	5.534	5.572
Escolaridade dos empregados:		
Superior e extensão universitária	1.285	1.571
2º grau	3.514	3.527
1º grau	735	474
Faixa etária dos empregados:		
Abaixo de 30 anos	1.693	1.808
De 30 até 45 anos (exclusive)	2.799	2.725
Acima de 45 anos	1.042	1.039
Nº de admissões durante o período	543	419
Nº de empregados desligados no período	581	1.551
Nº de mulheres que trabalham na Companhia	1.407	1.355
% de cargos gerenciais ocupados por mulheres em relação ao nº total de mulheres	-	-
% de cargos gerenciais ocupados por mulheres em relação ao nº total de gerentes	-	-
Nº de negros que trabalham na Companhia	250	244
% de cargos gerenciais ocupados por negros em relação ao nº total de negros	-	-
% de cargos gerenciais ocupados por negros em relação ao nº total de gerentes	-	-
Nº de empregados portadores de deficiência física	220	212
Nº de dependentes	10.601	13.147
Nº de estagiários	227	161
Nº de empregados terceirizados / temporários	4.472	4.346

6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2007			Metas 2008		
Relação entre a maior e a menor remuneração na Companhia	27,06			ND		
Número total de acidentes de trabalho	168			148		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela Companhia foram definidos por:	() Direção	(X) Direção e Gerências	() todos(as) empregados(as)	() Direção	(X) Direção e Gerências	() todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() Direção e Gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + Cipa	() Direção e Gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a Companhia:	() não se envolve	(X) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolverá	(X) seguirá as normas da OIT	() incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	() Direção	() Direção e Gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() Direção	() Direção e Gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() Direção	() Direção e Gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() Direção	() Direção e Gerências	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela Companhia:	() não são considerados	(X) são sugeridos	() são exigidos	() não serão considerados	(X) serão sugeridos	() serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a Companhia:	() não se envolve	(X) apoia	() organiza e incentiva	() não se envolverá	(X) apoiará	() organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na Companhia 7.238	no Procon 1.566	na Justiça 2.040	na Companhia 6.511	no Procon 1.551	na Justiça 1.960
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na Companhia _____%	no Procon _____%	na Justiça _____%	na Companhia _____%	no Procon _____%	na Justiça _____%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2007: 3.440.245			Em 2006: 3.452.570		
Distribuição do Valor Adicionado - DVA:	61,9 % governo 25,0 % terceiros	6,4 % colaboradores(as) 5,8 % retido	0,9 % acionistas	62,5 % governo 25,1 % terceiros	5,8 % colaboradores(as) 0,8 % retido	5,8 % acionistas

7- Outras informações

a) "Nos dados referentes a reclamações e críticas "Na Companhia", foram considerados aqueles que entraram via ouvidoria e, no percentual de críticas atendidas ou solucionadas, considerou-se aquelas que foram atendidas e respondidas ao consumidor."

b) Visando aprimorar a qualidade das informações apresentadas no Balanço Social, algumas informações adicionais foram incluídas para aprimoramento deste demonstrativo, assim, quando aplicável, os valores e dados de 2006 foram reclassificados para melhor comparabilidade, seguindo o padrão do IBASE sugerido pela ANEEL

c) * Informações não auditadas

Demonstração Complementar ao Relatório da Administração

REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007 E 2006 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Rede Empresas de Energia Elétrica S.A., sociedade de capital aberto, controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., atua exclusivamente como *holding* controladora de participações societárias, tendo como objetivo principal a participação acionária em empresas controladas e coligadas diretas e indiretas, vinculadas à atividade de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como atividades necessárias ou úteis à consecução do seu objeto social ou com ele relacionadas.

2. DAS CONCESSÕES

As áreas da concessão legal nas atividades de distribuição de energia elétrica de suas controladas diretas e indiretas são as seguintes:

Controladas diretas:	Áreas de concessão	Área em km² (*)	Número aproximado de consumidores atendidos (*)	Número de municípios abrangidos (*)
Caiuá - Distribuição de Energia S.A.	Região de Presidente Prudente no Oeste do Estado de São Paulo (SP)	9.149	198.184	24
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	Região de Assis no Oeste do Estado de São Paulo (SP)	11.780	150.113	27
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	Região de Bragança Paulista no Estado de São Paulo (SP) e Cambuí no Estado de Minas Gerais (MG)	3.493	115.061	15
Cia. Força e Luz do Oeste	Município de Guarapuava no Estado do Paraná (PR)	1.200	46.067	1
Cia. Nacional de Energia Elétrica	Região de Catanduva e Novo Horizonte no Estado de São Paulo (SP)	4.500	92.926	15
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celins	Estado do Tocantins (TO)	277.621	372.546	139
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	Estado do Mato Grosso (MT)	903.358	875.348	141
<u>Controlada Indireta:</u>				
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	Estado do Pará (PA)	1.247.690	1.498.154	143
Soma		2.458.791	3.348.399	505
Rede Comercializadora de Energia S.A.		-	15	-
TOTAL		2.458.791	3.348.414	505

(*) Informações não auditadas.

As principais concessões nas atividades de geração de energia elétrica da Companhia e de suas controladas diretas e indiretas, consolidadas, são as seguintes:

Companhia/UHE	Rio	Capacidade instalada MW	Capacidade utilizada MW	Data da concessão	Data de vencimento
Cia. Nacional de Energia Elétrica:					
UHE Reynaldo Gonçalves	Ribeirão dos Porcos	1,00	0,70	01/12/98	07/07/15
Juruena Energia S.A.:					
UHE Juína	Aripuanã	5,10	4,36	11/12/97	11/12/27
UHE Aripuanã	Aripuanã	0,80	0,80	11/12/97	11/12/27
Tangará Energia S.A.:					
UHE Guaporé	Guaporé	124,20	48,83	13/03/00	07/07/25
Rede Lajeado Energia S.A.:					
UHE Luiz Eduardo Magalhães	Tocantins	902,50	421,68	16/12/97	16/12/33

Companhia	Concessão / Usinas Termelétricas	Capacidade instalada MW	Capacidade utilizada MW	Data da concessão	Data de vencimento
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	Concessão de 25 Usinas Termelétricas, sendo as mais representativas, com capacidade instalada acima de 5 MW: Vila Rica, Querência e Nova Monte Verde.	61,95	28,19	10/12/97	10/12/27
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	Concessão de 16 Usinas Termelétricas, sendo as mais representativas, com capacidade instalada acima de 1 MW: Castelo dos Sonhos, Novo Progresso e Santana do Araguaia.	34,05	15,83	28/07/98	28/07/28

A geração própria de energia elétrica das Controladas consolidadas representa aproximadamente 23,39% da energia distribuída, sendo a parcela remanescente fornecida substancialmente pela Duke Energy e AES Tietê, no Estado de São Paulo, Cemig no Estado de Minas Gerais, Eletronorte, Furnas e Chesf nos Estados de Mato Grosso, Tocantins e Pará, e Copel, no Estado do Paraná.

Para a prestação dos serviços objeto das concessões supramencionadas, suas controladas possuíam, em 31 de dezembro de 2007, um quadro próprio de 5.534 (*) funcionários, 4.472 (*) prestadores de serviços e 227 estagiários.

(*) Informações não auditadas.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis estabelecidas pela Lei das Sociedades Anônimas (Leis nºs 6.404/76, 9.457/97 e 10.303/01), pela Deliberação CVM nº 488 e nº 489 de 3 de outubro de 2005 e disposições complementares da CVM - Comissão de Valores Mobiliários e normas aplicáveis às empresas concessionárias do serviço público de energia elétrica, estabelecidas pelo Poder Concedente, ANEEL.

Algumas informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 2.409/2007 - SFF/ANEEL, de 14 de novembro de 2007.

O balanço patrimonial e a demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2006, foram reclassificados, quando aplicável, para fins de comparabilidade, conforme segue:

	Companhia		Consolidado	
	Publicado	Reclassificado	Publicado	Reclassificado
BALANÇO PATRIMONIAL				
ATIVO NÃO CIRCULANTE				
Ativo Permanente				
Imobilizado - líquido			4.519.957	4.475.613
Total do ativo permanente			5.688.949	5.644.605
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE			7.242.017	7.197.573
TOTAL DO ATIVO			9.002.808	8.958.464
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
Sub-rogação - CCC			44.344	-
Total do passivo não circulante			4.580.551	4.536.207
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE			4.639.551	4.595.207
TOTAL DO ATIVO			9.002.808	8.958.464
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Deduções da Receita Operacional Bruta				
Quota-Conta de Consumo de Combustíveis-CCC			(1.735)	(199.976)
Quota-Conta de Desenvolvimento Energético-CDE			-	(71.513)
Outros encargos			-	(46.098)
Total de deduções da receita operacional			(1.558.342)	(1.874.194)
Receita Operacional Líquida			3.216.731	2.900.879
Custo do Serviço de Energia Elétrica				
Energia elétrica comprada para revenda			(897.998)	(899.944)
Total do custo do serviço de energia elétrica			(1.114.382)	(1.116.328)
Custo de Operação				
Pessoal			(97.282)	(110.761)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica			(231.612)	(231.610)
Serviços de terceiros			(178.241)	(169.499)
Outros			(25.744)	(17.032)
Lucro operacional bruto				
Despesas Operacionais				
Despesas gerais e administrativas	(4.574)	(4.757)	(317.934)	(321.914)
Outras despesas operacionais	(75)	(72)	(334.965)	(17.164)
Total das despesas operacionais			(798.017)	(484.196)

Lei nº 11.638/07

Em 28 de dezembro de 2007 foi aprovada a Lei nº 11.638/07 que introduz alterações relevantes na Lei das Sociedades Anônimas no que tange à preparação e divulgação das demonstrações contábeis a partir de 1º de janeiro de 2008.

Essa nova Lei representa um grande avanço no processo de harmonização das normas contábeis brasileiras em relação às normas internacionais de contabilidade (IFRS).

Entre as principais alterações introduzidas, destacamos os seguintes assuntos que na avaliação de nossa Administração poderão modificar a forma de apresentação de nossas demonstrações contábeis e os critérios de apuração de nossa posição patrimonial e financeira e do nosso resultado a partir do exercício a findar-se em 2008:

- Obrigatoriedade da apresentação da demonstração dos fluxos de caixa em substituição à demonstração das origens e aplicações de recursos.
- Inclusão da demonstração do valor adicionado.
- Distingue as demonstrações contábeis daquelas elaboradas para fins de atendimento à legislação tributária.
- Foi criada a rubrica "Ajustes de avaliação patrimonial" no Patrimônio Líquido.
- Itens de ativo e passivo provenientes de operações de longo prazo, bem como operações relevantes de curto prazo, serão ajustados a valor presente.
- Instrumentos financeiros "disponíveis para venda" ou "destinados à negociação" passam a ser avaliados a valor de mercado.
- O valor de recuperação dos bens e direitos do imobilizado, intangível e diferido deverá ser periodicamente avaliado para que se possa efetuar o registro de perdas potenciais ou uma revisão dos critérios de taxas de depreciação, amortização e exaustão.
- Os incentivos fiscais não serão mais classificados como reserva de capital, passando a fazer parte do resultado do exercício.
- Na operação de Transformação, Incorporação, Fusão ou Cisão, entre partes independentes e em que ocorra a efetiva transferência de controle, a avaliação a valor de mercado dos ativos e passivos será obrigatoriamente a valor de mercado.
- Torna obrigatória a manutenção de escrituração e preparação das demonstrações contábeis de sociedades de grande porte com observância às disposições da lei societária e exige a auditoria independente dessas demonstrações por auditores registrados na Comissão de Valores Mobiliários.

No momento não é possível determinar os efeitos decorrentes da entrada em vigor da referida Lei nas demonstrações contábeis da Companhia.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

Aplicações no mercado aberto e títulos e valores mobiliários: são registrados ao valor de custo, acrescido dos respectivos rendimentos auferidos até a data das demonstrações contábeis.

Consumidores: incluem o fornecimento de energia elétrica faturado e a faturar a consumidores finais, uso da rede, serviços prestados, acréscimos moratórios e a outras concessionárias pelo suprimento de energia elétrica conforme montantes disponibilizados pela CCEE e saldos relacionados a ativos regulatórios de diversas naturezas, registrados de acordo com o regime de competência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa: constituída por montante considerado suficiente pela Administração da Companhia para cobrir as possíveis perdas que possam ocorrer na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável.

Estoque (Inclusive do Ativo Imobilizado): os materiais em estoque classificados no Ativo Circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles destinados a investimento classificados no Ativo não Circulante - Imobilizado (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição.

Investimentos: inclui as participações societárias permanentes em controladas e coligadas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial. As demais participações estão registradas ao custo de aquisição, deduzidas de provisões para redução ao valor de mercado, quando aplicável. Inclui também os ágios registrados na aquisição de subsidiárias, decorrentes da diferença entre o preço de aquisição pago e o valor do patrimônio contábil da empresa adquirida, amortizados proporcionalmente às curvas do lucro líquido projetado para o período remanescente do contrato de concessão de cada investida.

Imobilizado: Está registrado ao custo de aquisição ou construção, corrigido monetariamente até 31 de dezembro de 1995 e reavaliado em agosto de 2001, com revisão em maio de 2005, exceto para os grupos de automóveis, caminhões e móveis e utensílios. A depreciação dos bens é calculada pelo método linear, às taxas médias anuais de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 240 de 5 de dezembro de 2006.

Reserva de reavaliação: é realizada em proporção à depreciação e alienação dos ativos imobilizados reavaliados, sendo transferida para a conta de lucros acumulados, líquida dos efeitos do imposto de renda e da contribuição social.

Custos indiretos de obras em andamento: parte dos gastos da Administração Central é apropriada às imobilizações em curso. Essa apropriação é feita mensalmente com base em critérios adequadamente fundamentados.

Empréstimos, financiamentos e debêntures: estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Esses ajustes são apropriados ao resultado do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo imobilizado em curso.

Provisão para passivos contingentes: as provisões para contingências são constituídas mediante avaliações dos riscos em processos cuja probabilidade de perda é provável e quantificadas com base em fundamentos econômicos, na avaliação da Administração e dos assessores legais em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e outros fatos contingenciais conhecidos nas datas dos balanços.

Contratos de arrendamento mercantil: as operações decorrentes de contratos de arrendamento mercantil, com características de *leasing* financeiro, não são registradas como se fosse uma compra financiada. O valor das contraprestações, excluindo o montante da antecipação do valor residual, se houver, é apropriado ao resultado do exercício, em despesas de arrendamento, em função da fluência do prazo contratual. O valor residual antecipado, se houver, é registrado no ativo imobilizado à medida que forem efetuados os pagamentos.

Imposto de renda e contribuição social: a provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada com base no lucro tributável e na base de cálculo da contribuição social, de acordo com as alíquotas vigentes na data do balanço. Sobre as diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social são constituídos impostos diferidos, de acordo com as respectivas alíquotas vigentes na data do balanço. Os prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício.

Registro das operações de compra e venda de energia na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: as compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil pela CCEE, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Plano de suplementação de aposentadoria e pensão: os custos, as contribuições e o passivo atuarial são determinados, na data do balanço, por atuários independentes. A partir de 31 de dezembro de 2001, esses valores são apurados e registrados de acordo com a Deliberação CVM nº 371/00.

Outros direitos e obrigações: demais ativos e passivos circulantes e não circulantes que estão sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das demonstrações contábeis.

Derivativos: A Companhia e suas controladas firmaram contratos derivativos com o objetivo de administrar os riscos associados a variações nas taxas cambiais e de juros. Os referidos contratos derivativos são contabilizados pelo regime de competência. Os ganhos e perdas auferidos ou incorridos em função desses contratos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras. Os contratos derivativos da Companhia são com instituições financeiras de grande porte e que apresentam grande experiência com instrumentos financeiros dessa natureza. A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos.

Estimativas: A preparação de demonstrações contábeis, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia e de suas controladas se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subseqüentes, podem diferir dessas estimativas.

Informações sobre quantidade de ações e resultado por ação: conforme requerido pelas práticas contábeis adotadas no Brasil, informações sobre quantidade de ações e resultado por ações consideram a quantidade histórica de ações efetivamente em circulação na data do balanço. O prejuízo por ação corresponde à razão entre o prejuízo líquido da Companhia no exercício e a quantidade de ações em circulação no final deste exercício.

Em virtude do processo de desverticalização da Companhia, e em atendimento à legislação pertinente, a demonstração do resultado apresentada em 2005 refere-se à atividade de distribuição de energia elétrica do período de janeiro a outubro de 2005, enquanto que do período de novembro e dezembro de 2005, como *holding*.

5. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

As demonstrações contábeis consolidadas da Companhia apresentam os saldos das contas de todas as suas controladas diretas e indiretas. Para as controladas em conjunto, mediante acordo de acionistas, a consolidação incorpora as contas de ativo, passivo e resultado, proporcionalmente à participação total detida no capital social da respectiva controlada em conjunto. Os saldos e as transações intercompanhias, assim como os lucros não realizados, foram eliminados na consolidação.

Todos os saldos e transações entre a Companhia e suas controladas são eliminados na consolidação incluindo investimentos, contas a receber, dividendos a receber, receitas e despesas entre as companhias consolidadas e resultados não realizados. Transações e saldos com partes relacionadas, principalmente acionistas e investidas, estão descritos em notas explicativas.

A controlada em conjunto com a Investco S.A., foi consolidada na proporção de participação societária da Companhia e da controlada Rede Lajeado Energia S.A., em 39,64%, nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

Não há participação societária recíproca entre as Companhias, e a participação dos acionistas não controladores está destacada em conta específica denominada "Participações minoritárias".

O ágio apurado na aquisição dos investimentos nas controladas incluídas na consolidação está registrado em conta destacada do ativo permanente - investimentos.

As demonstrações contábeis consolidadas abrangem as da Companhia e as de suas controladas diretas e indiretas da seguinte forma:

Empresas Controladas:	Atividade	Percentual de Participação %	
		2007	2006
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	Distribuição	91,45	91,45
Cia. Nacional de Energia Elétrica	Distribuição	98,69	98,69
Cia. Força e Luz do Oeste	Distribuição	97,70	97,70
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	Distribuição	50,86	50,86
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	Distribuição	39,92	37,54
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	Distribuição	43,43	43,43
QMRA Participações S.A.	Holding	65,00	65,00
Rede Lajeado Energia S.A.	Geração	53,69	59,84
Tangará Energia S.A.	Geração	70,78	67,32
Rede Power do Brasil S.A.	Prest. Serviços	99,98	99,80
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Distribuição	100,00	100,00
Empresa de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A.	Distribuição	100,00	100,00
Rede Comercializadora de Energia S.A.	Comerc. Energia	99,60	99,60
Rede de Eletricidade e Serviços S.A.	Serviços	99,50	99,50
Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S.A.	Agrícola	50,98	-
Investco S.A.	Geração	39,64	-
Investimento em Controladas indiretas:			
Ipueiras Energia S.A.	Geração	50,72	99,30
Juruena Energia S.A.	Geração	99,98	99,80
Tocantins Energia S.A.	Transmissão	50,87	99,60

A conciliação do patrimônio líquido e do resultado líquido da Companhia, em relação ao consolidado, está demonstrada a seguir:

	Lucro Líquido do Exercício		Patrimônio Líquido	
	2007	2006	2007	2006
Saldos na Companhia	51.454	88.518	861.020	755.075
Lucros não realizados			(74.368)	(72.996)
Subtotal	51.454	88.518	786.652	682.079
Recursos destinados para aumento de capital	-	-	2.922	51.044
Saldos consolidados	51.454	88.518	789.574	733.123

6. APLICAÇÕES NO MERCADO ABERTO

Tipo de aplicação	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
CDB	101.069	1.380	319.605	224.248
CDI	-	-	-	163.979
Debêntures	36.063	-	68.233	-
FAQ DI	-	-	161	65
Fundo Renda Fixa	-	-	-	23.980
Outros	-	-	259	1.685
Total	<u>137.132</u>	<u>1.380</u>	<u>388.258</u>	<u>413.957</u>

As aplicações financeiras podem ser resgatadas a qualquer momento pela Companhia e suas controladas.

7. CONSUMIDORES

Composição:

	Consolidado	
	2007	2006
Consumidores:		
Faturados	652.734	585.482
Não faturados	153.082	160.171
	<u>805.816</u>	<u>745.653</u>

Rede Empresas de Energia Elétrica S.A.

Classe de consumidores	Saldo Vincendo	Saldo Vencido		Total	2007	2006
		Até 90 dias	Mais de 90 dias			
Ativo circulante:						
Residencial	144.520	98.663	63.191	161.854	306.374	282.739
Industrial	84.633	24.752	41.682	66.434	151.067	141.324
Comércio, serviços e outras atividades	91.556	43.139	34.319	77.458	169.014	161.171
Rural	19.099	8.483	5.983	14.466	33.565	28.214
Poder público:						
Federal	3.337	1.988	396	2.384	5.721	8.211
Estadual	9.718	2.485	1.331	3.816	13.534	24.052
Municipal	31.714	12.179	5.270	17.449	49.163	40.549
Iluminação pública	15.843	4.422	1.410	5.832	21.675	22.290
Serviço público	18.077	9.381	7.310	16.691	34.768	33.762
Redução de Tarifa - Irrigação e Aquicultura (b)	5.658	-	-	-	5.658	3.341
Fornecimento não Faturado Programa Luz p/Todos (c)	15.277	-	-	-	15.277	-
Subtotal - consumidores	439.432	205.492	160.892	366.384	805.816	745.653
Participação financeira do consumidor	14.628	603	2.212	2.815	17.443	18.960
Comercialização na CCEE (a)	17.227	-	-	-	17.227	6.146
Programa emergencial redução do consumo	-	-	513	513	513	559
Encargo de uso da rede elétrica	7.447	-	-	-	7.447	5.282
Encargos de capacidade emergencial	-	1	4.019	4.020	4.020	4.358
Energia livre (*)	497	-	-	-	497	109
Concessionárias e permissionárias	677	-	-	-	677	595
Outros	6.581	6.531	4.855	11.386	17.967	15.673
Total	486.489	212.627	172.491	385.118	871.607	797.335
Ativo não circulante:						
Consumidores	154.977	-	74.370	74.370	229.347	196.758
Recomposição de receita (*)	-	-	-	-	-	16.790
Participação financeira do consumidor	71.026	-	-	-	71.026	77.766
Comercialização na CCEE (a)	14.146	-	-	-	14.146	13.150
Energia livre (*)	-	-	-	-	-	16.709
Provisão para perdas	-	-	-	-	-	(16.709)
Outros	2.231	-	-	-	2.231	598
Total	242.380	-	74.370	74.370	316.750	305.062

(*) Vide nota explicativa nº 12.

(a) Comercialização na CCEE

O saldo da conta de consumidores no consolidado inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia de curto e longo prazo no montante de R\$31.373, com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até o mês de dezembro de 2007. De acordo com a Resolução ANEEL nº 552, de 14 de outubro de 2002, os valores das transações de energia de curto prazo não liquidados nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado.

As operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, após os ajustes divulgados pela CCEE, tiveram seu processo de liquidação concluído em julho de 2003. As demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no exercício de 2004 estão sendo liquidadas mensalmente.

Os valores da energia no curto prazo e da energia livre estão sujeitos à modificação, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movidos por determinadas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

(b) Subsídio a Irrigantes:

Rede Empresas de Energia Elétrica S.A.

A Resolução Normativa nº 540, de 1º de outubro de 2002, implementou a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que estendeu os descontos especiais nas tarifas de energia elétrica de irrigantes ao consumo verificado no horário compreendido entre 21h30 e 6 horas do dia seguinte.

Esse dispositivo legal ampliou o horário, estabelecido na Portaria DNAEE 105, de 3 de abril de 1992, das 23 horas às 5 horas do dia seguinte, em que eram concedidos descontos especiais para consumidores do Grupo A (alta tensão) e para o Grupo B (baixa tensão).

A Resolução Normativa nº 207, de 9 de janeiro de 2006, que "estabelece os procedimentos para aplicação de descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica da atividade de irrigação e na aquicultura", dispõe no artigo 6º que "o valor financeiro resultante dos descontos estabelecidos nesta Resolução, configura direito da concessionária a ser compensado no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração".

Subsídios a Irrigantes

Controlada	Resolução Homolog	Data	Nota Técnica	Data	Processo 48500	Valor R\$
CEMAT	444	03/04/07	71 E 75/2007	26 E 29/03/07	98/2007-86	2.168
CAIUÁ	460	08/05/07	95/2007	30/04/07	1751/2007-70	13
EEB	461	08/05/07	96/2007	30/04/07	1752/2007-52	1
EDEVP	462	08/04/07	97/2006	30/04/07	1753/2007-03	54
CNEE	463	08/05/07	98/2007	30/04/07	1754/2007-68	235
CELTINS	499	03/07/07	179/2007	22/06/07	1741/2007-16	868
CELPA	527	06/08/07	234/2007	01/08/07	4293/2006-12	25
TOTAL						<u>3.364</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2006						3.341
Apropriado no ano						4.336
Amortizado no ano						(2.275)
Atualizado no ano						<u>256</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2007						<u>5.658</u>

(c) Fornecimento não Faturado - Programa Luz para Todos:

Pelas Resoluções Homologatórias, Notas Técnicas e Processos, que homologam as tarifas de fornecimento de energia elétrica de suas controladas, ficam reconhecidas as despesas realizadas com o Programa Luz para Todos. A Superintendência de Regulação Econômica - SER, analisou os dados informados pelas Concessionárias controladas e decidiu considerar neste reajuste o que segue:

Controlada	Resolução Homolog	Data	Percentual Médio	Nota Técnica	Data	Processo 48500	Valor R\$	Percentual %
CFLO	427	01/02/07	1,89%	017/2007	30/04/07	6336/2006-02	158	33,94
CEMAT	444	03/04/07	8,84%	71 E 75/2007	26 E 29/03/07	98/2007-86	16.548	70,00
CAIUÁ D	460	08/05/07	-0,51%	95/2007	30/04/07	1751/2007-70	1.532	67,99
EEB	461	08/05/07	3,17%	96/2007	30/04/07	1752/2007-52	1.779	70,82
EDEVP	462	08/04/07	3,40%	97/2006	30/04/07	1753/2007-03	1.317	72,62
CNEE	463	08/05/07	0,49%	98/2007	30/04/07	1754/2007-68	587	77,46
CELTINS	499	03/07/07	7,99%	179/2007	22/06/07	1741/2007-16	11.901	63,70
CELPA	527	06/08/07	-9,65%	234/2007	01/08/07	4293/2006-12	6.321	26,37
TOTAL							40.143	

Mutação - Renda não faturada - Programa Luz para Todos

Saldo em 31 de dezembro de 2006	-
apropriado no exercício	40.143
atualizado no exercício	-
amortizado no exercício	(24.866)
Saldo em 31 de dezembro de 2007	15.277

8. PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA

Composição:

	Consolidado	
	2007	2006
Residencial	(43.041)	(36.102)
Industrial	(5.777)	(4.927)
Comércio, serviços e outras atividades	(9.963)	(10.050)
Rural	(1.037)	(751)
Outras receitas	(4.240)	(4.033)
Subtotal de consumidores	(64.058)	(55.863)
Diversos créditos	(2.541)	(2.542)
	<u>(66.599)</u>	<u>(58.405)</u>
PDD Longo Prazo		
Provisão p/Perda de margem RTE	-	(16.790)
Total	<u>(66.599)</u>	<u>(75.195)</u>

Movimentação:

	2007	2006
Saldo no início do exercício	75.195	51.237
Aquisição EDEVP S.A - 6/2006	-	930
Perdas no exercício	(6.988)	(5.445)
Recuperação de perdas	2.846	2.881
Complemento de provisão	(4.454)	25.592
Saldo no final do exercício	66.599	75.195

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída considerando os critérios a seguir:

- Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias.
- Consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias.
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros, vencidos há mais de 360 dias.
- Após análise criteriosa efetuada pela Administração da Companhia, foram excluídas contas vencidas que estão negociadas.

A Companhia e a Administração de suas controladas possuem um grupo de profissionais com o propósito de avaliar a qualidade e a possibilidade de recuperação dos créditos em atraso referente ao fornecimento de energia para os diversos segmentos de clientes.

A redução da provisão para crédito de liquidação duvidosa, ocorrida no exercício de 2007, corresponde às perdas constituídas de créditos em atraso com as classes consumidoras, e à reversão da provisão de perdas constituída na Controlada CELPA, da Perda de Receita (RTE e Energia Livre) não recuperada no prazo estabelecido pela ANEEL e o saldo do passivo regulatório da RTE não faturado no prazo de recuperação estabelecido pela ANEEL (Energia Livre) constituído em dezembro/06, em atendimento ao Ofício Circular 2409/2007-SFF/ANEEL de 14 de novembro de 2007.

Os administradores, com base naqueles estudos e na posição dos seus consultores jurídicos, entendem que os procedimentos de cobrança atualmente praticados, os parcelamentos, as diligências de cobranças e os acordos realizados com os diversos órgãos governamentais e de serviços públicos somados aos procedimentos judiciais, que compreendem, entre outros, a constituição de precatórios judiciais como garantia dos créditos e a aplicação dos termos prevista na legislação de responsabilidade fiscal vigente, minimizam potencialmente os riscos de incertezas dos recebimentos dos créditos.

9. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Ativo Circulante:				
Imposto de renda	12.494	3.387	26.476	63.089
Contribuição social	2	-	3.358	19.827
ICMS	-	-	53.393	39.821
PIS não cumulatividade	-	-	1.674	2.051
COFINS não cumulatividade	-	-	651	2.634
Finsocial	-	-	-	11.202
INSS	-	-	1.603	8.522
Diversos	8	3	1.443	407
Total	12.504	3.390	88.598	147.553
Ativo não Circulante:				
INSS	-	-	17.550	-
ICMS	-	-	102.166	87.116
Imposto de renda	-	-	44.008	-
Contribuição social	-	-	11.388	-
ICMS demanda	-	-	141	-
Total	-	-	175.253	87.116

10. REDUÇÃO DE RECEITA - BAIXA RENDA

Subvenção à Baixa Renda - Tarifa Social: o Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou uma redução na receita operacional das controladas, que foram compensadas por meio do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, em que foram definidas as fontes para concessão e subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, com consumo mensal inferior a 80 KWh ou com consumo entre 80 e 220 KWh, nesse último caso desde que atendam a alguns critérios, conforme estabelecido no artigo 5º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Segue abaixo a movimentação no exercício:

<u>BAIXA RENDA</u>	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2006	17.429
Valor provisionado	81.462
Valor homologado	
Valor recebido	<u>(57.849)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2007	<u>41.042</u>

11. DESPESAS PAGAS ANTECIPADAMENTE

	<u>Saldos</u>	
Consolidado:	<u>2006</u>	<u>2006</u>
Ativo Circulante		
Prêmios de seguros	815	1.526
Encargos financeiros	2.520	-
Gastos com emissão de debêntures	163	-
Gastos com emissão de "Unit Notes"	1.223	1.156
Gastos com emissão de Bônus Perpétuos	13.380	-
Diversos	<u>170</u>	<u>170</u>
Total	18.271	2.852
Ativo não Circulante		
Prêmios de seguros	-	59
Encargos financeiros	9.202	-
Gastos com emissão de debêntures	561	-
Gastos com emissão de "Unit Notes"	683	5.362
Gastos com emissão de Bônus Perpétuos	<u>43.431</u>	<u>-</u>
Total	<u>53.877</u>	<u>5.421</u>

12. ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

a. Conta de Compensação de Variação de Custos da "Parcela A" - CVA

Conforme disposições contidas na Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, Portarias Interministeriais nº 296, de 25 de outubro de 2001, nº 25, de 24 de janeiro de 2002, nº 116 de 4 de abril de 2003, e resoluções complementares da ANEEL, a Companhia registrou como despesas antecipadas a variação dos valores de itens denominados de "Parcela A" (custos não gerenciáveis) que serão recuperados por meio de aumentos tarifários futuros.

Descrição de Ativos e Passivos Regulatórios	Saldos	
	2007	2006
Contas de compensação variação de custos da Parc.A-CVA:		
CVA2001 - Período de 2001	776	1.542
CVA2003 - Período Tarifário de 2002 a 2003	-	252
CVA2003 - Período Tarifário de 2003 a 2004	-	2.363
CVA2005 - Período Tarifário de 2004 a 2005	(46)	3.632
CVA2006 - Período Tarifário de 2005 a 2006	(3.317)	29.566
CVA2007 - Período Tarifário de 2006 a 2007	57.709	32.609
CVA2008 - Período Tarifário de 2007 a 2008	13.972	39.053
Subtotal	69.094	109.017
Majoração das Alíquotas de PIS/COFINS	29.516	35.873
Total de Ativos e Passivos Regulatórios	98.610	144.890

A Companhia, por meio das suas controladas, iniciou a compensação dos valores reconhecidos na "CVA" no período entre fevereiro de 2006 a julho de 2007, denominada "CVA 2007".

Os valores que estão sendo compensados por meio da "CVA", impactam em aumentos, bem como reduções, que serão percebidos nas tarifas de fornecimento de energia elétrica de suas controladas no período de fevereiro de 2007 a agosto de 2008, conforme demonstrado abaixo:

Controladas	Nota Técnica	Data	%
CELPA	234/2007	01/08/07	-1,95
CEMAT	071/2007	26/03/07	0,384
CELTINS	179/2007	22/06/07	-0,688
CAIUÁ D	095/2007	26/03/07	-2,03
EDEVP	097/2007	30/04/07	0,097
EEB	096/2007	30/04/07	0,714
CNEE	098/2007	30/04/07	-1,11
CFLO	017/2007	17/01/07	-0,664

O quadro a seguir demonstra a movimentação dos ativos e passivos regulatórios no exercício de 2007:

Descrição	Saldos 2006	Adições	Baixas	Atualiz.	Amortiz.	Transf.	Saldos 2007
ATIVO							
Conta de Consumo Combustível - CCC	28.218	23.655	(19.743)	1.855	(12.549)	-	21.436
Comp. Financ. Utiliz. Recursos Hídricos	27	3	-	2	(30)	-	2
Transporte Energia Elétrica Rede Básica	9.708	4.655	(4.827)	601	(6.115)	-	4.022
Encargo de Serviços de Sistemas - ESS	4.633	1.478	(943)	214	(4.905)	-	477
Repasse de Potência Itaipú	13	59	-	3	(42)	-	33
Conta de Desenvol. Energético - CDE	6.653	285	-	350	(4.963)	-	2.325
Programa de Incent. Fontes Alt. - Proinfa	4.179	4.309	-	519	(5.716)	-	3.291
Custo de Aquisição de Energia	78.466	69.486	(7.036)	(3.122)	(40.403)	-	97.391
Transporte de Energia Elétrica - Itaipú	202	(13)	(96)	6	(96)	-	3
Reserva Global de Reversão - RGR	-	46	-	19	-	-	65
Custo Aquisição Energia - Contr. Iniciais	363	-	-	(1)	-	-	362
Majoração de Alíquota PIS/COFINS	36.601	14.935	-	449	(22.468)	-	29.517
Diferimento de Repos. Tarifária Rede Básica	39.053	82.320	-	8.258	(56.237)	-	73.394
Total no Ativo	208.116	201.218	(32.645)	9.153	(153.524)	-	232.318
Parcelas classif. no Circulante	95.673	97.960	104	5.839	(153.524)	50.222	96.274
Parcelas classif. no Real. Longo Prazo	112.443	103.258	(32.749)	3.314	-	(50.222)	136.044
PASSIVO							
Conta de Consumo Combustível - CCC	(14.417)	(44.745)	19.743	(3.409)	15.623	-	(27.205)
Comp. Financ. Utiliz. Recursos Hídricos	(234)	(285)	-	-	235	-	(284)
Transporte Energia Elétrica Rede Básica	(30.021)	(13.360)	4.827	(2.147)	24.888	-	(15.813)
Encargo de Serviços de Sistemas - ESS	(851)	(3.645)	943	(239)	1.259	-	(2.533)
Repasse de Potência Itaipú	(194)	(8.822)	-	(619)	6.899	-	(2.736)
Conta de Desenvol. Energético - CDE	(19)	(78)	-	(5)	75	-	(27)
Programa de Incent. Fontes Alt. - Proinfa	(79)	(13)	10	(6)	78	-	(10)
Custo de Aquisição de Energia	(11.554)	(40.315)	7.026	(1.073)	6.277	-	(39.639)
Transporte de Energia Elétrica - Itaipú	(148)	(221)	96	(22)	144	-	(151)
Reserva Global de Reversão - RGR	(4.980)	(29)	-	(265)	40	-	(5.234)
Custo Aquisição Energia - Contr. Iniciais	-	(46)	-	(2)	31	-	(17)
Majoração de Alíquota PIS/COFINS	(728)	-	-	(7)	735	-	-
Diferimento de Repos. Tarifária Rede Básica	-	(34.336)	-	(5.725)	2	-	(40.059)
Total no Passivo	(63.225)	(145.895)	32.645	(13.519)	56.286	-	(133.708)
Parcelas classif. no Circulante	(24.626)	(25.575)	(104)	(3.663)	56.286	(43.696)	(41.378)
Parcelas classif. no Exigível Longo Prazo	(38.599)	(120.320)	32.749	(9.856)	-	43.696	(92.330)

A atualização monetária dos valores registrados nessas contas vem sendo apurada com base na taxa de juros SELIC/BACEN.

b. PIS e COFINS

Pelas Leis Federais nºs 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.865, de 30 de abril de 2004 e 11.196/05 de 21 de novembro de 2005, foram alteradas as bases de cálculos e majoração das alíquotas do PIS e da COFINS. Em função dessas alterações, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica tiveram um acréscimo nas despesas com PIS e COFINS.

A ANEEL reconheceu o direito da CEMAT ao ressarcimento das despesas adicionais com o PIS incorridas a partir de dezembro de 2002 e a partir de fevereiro de 2004 para a COFINS, sem cobertura tarifária.

De acordo com os procedimentos definidos pela ANEEL no Ofício Circular nº 190, de 1º de fevereiro de 2005, ratificado pelo Ofício Circular nº 302, de 25 de fevereiro de 2005, a CEMAT apurou créditos relativos aos custos adicionais incorridos nos respectivos períodos no montante de R\$37.444, os quais foram consignados contabilmente em rubricas específicas do Ativo.

No reajuste tarifário ocorrido em 8 de abril de 2005, que esteve em vigência até 7 de abril de 2006, a CEMAT recuperou parte dos custos diferidos com PIS e COFINS, por meio de um adicional tarifário de 1,3770% concedido pela ANEEL conforme Resolução Homologatória 84 de 6 de abril de 2005. Esse procedimento está embasado na Nota Técnica ANEEL nº 77/2005-SER/ANEEL, de 7 de março de 2005, Processo 48500.000388/05-02.

No reajuste tarifário ocorrido em 8 de abril de 2006, que esteve em vigência até 7 de abril de 2007, a CEMAT recuperou mais uma parte dos custos diferidos com PIS e COFINS, por meio de um adicional tarifário de 1,6153%, concedido pela ANEEL conforme Resolução Homologatória 312 de 6 de abril de 2006. Esse procedimento está embasado na Nota Técnica ANEEL nº 129/2006-SER/ANEEL de 28 de março de 2006, Processo 48.500.000508/2006-35.

Por meio do Memorando nº 158/2007-SFF/ANEEL, de 23 de março de 2007, a SFF, levando em consideração a evolução das análises constantes da Nota Técnica 554, recalculou em definitivo os impactos econômicos e financeiros do PIS/PASEP e COFINS relativos ao período de dezembro de 2002 a junho de 2005, em que a ANEEL considerou algumas diferenças que foram atualizadas até abril de 2007. A ANEEL definiu e divulgou por meio do reajuste tarifário ocorrido em 8 de abril de 2007, que estará em vigência até 7 de abril de 2008, a CEMAT está recuperando mais uma parte dos custos diferidos com PIS e COFINS, por meio de um adicional tarifário de 0,365%, concedido pela ANEEL conforme Resolução Homologatória 444 de 3 de abril de 2007. Esse procedimento está embasado na Nota Técnica ANEEL nº 71 e 75/2007-SER/ANEEL de 26 de março de 2007, Processo 48500.000508/2006-35.

c. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

O Governo Federal, por meio da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - CGCEE, e as concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica celebraram, em dezembro de 2001, o Acordo Geral do Setor Elétrico, definindo os critérios para a recomposição das receitas e perdas extraordinárias relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que se dará por meio de adicional tarifário nas contas de fornecimento de energia, sendo 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda), iluminação pública e rural, e de 7,9% para as demais classes de consumidores.

A ANEEL, por meio do Ofício Circular nº 2.212, de 20 de dezembro de 2005; e 074, de 23 de janeiro de 2006, estabeleceu os seguintes procedimentos para o cálculo da remuneração:

- Para o item Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, a incidência da remuneração deverá ser: (i) sobre o montante financiado, que corresponde a 90% dos valores homologados pela ANEEL, taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a., proporcionalmente aos desembolsos recebidos; e (ii) sobre os 10% não financiados, taxa SELIC (BACEN).
- Para o item Energia Livre, para o caso em que a Geradora obteve o financiamento junto ao BNDES, calcular a remuneração pela taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a., proporcionalmente aos desembolsos recebidos; e para as Geradoras que não obtiveram financiamento a remuneração deverá ser calculada somente pela taxa SELIC (BACEN).
- Para o item "Parcela A" (parcela de custos componentes da tarifa de energia não gerenciáveis pela concessionária), a remuneração deverá ser apropriada utilizando a taxa SELIC (BACEN).

As informações do exercício findo em 31 de dezembro de 2007 contemplam os seguintes ajustes decorrentes do Acordo:

No resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2007						
	Saldo 2006	Transf.	Receita Operacional	Repasse aos agentes	Resultado Financeiro	Saldo 2007
Consolidado						
Ativo circulante:						
Energia livre	109	378	-	2.029	(2.018)	498
Ativo não circulante:						
Recomposição de receita	16.790	-	(16.790)	-	-	-
(-) Provisão para devedores duvidosos	(16.790)	-	16.790	-	-	-
Energia livre	16.709	-	(16.709)	-	-	-
(-) Provisão para devedores duvidosos	(16.709)	-	16.709	-	-	-
Passivo circulante:						
Energia livre	(16.951)	(385)	-	1.013	(165)	(16.488)
Passivo não circulante:						
Energia livre	(35.469)	7	21.488	-	(480)	(14.454)
(-) Provisão para perdas	21.488	-	(21.488)	-	-	-
Total líquido	(30.823)	-	-	3.042	(2.663)	(30.444)

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 1, de 12 de janeiro de 2004, retificou os montantes que haviam sido homologados pela Resolução 483, de 29/08/2002, relativos à Energia Livre, e alterou os prazos máximos de permanência da RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária nas tarifas de fornecimento de energia elétrica, excluindo desse prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da Parcela A e, por meio da Resolução nº 45, de 3 de março de 2004, alterou o percentual a ser aplicado à arrecadação da RTE a título de repasse de energia livre, cabendo a suas controladas Caiuá Distribuição 63,5851%, Bragantina 85,4207%, Nacional 43,7283%; a controlada CELTINS utilizou o percentual de 92,3270% conforme determina a Resolução 89 de 25 de fevereiro de 2003 até janeiro de 2004, quando encerrou seu repasse, CEMAT 46,1021% e CELPA com 46,4669%.

De acordo com estudo detalhado preparado pela Administração das Companhias, o prazo determinado pela ANEEL é suficiente para a recuperação desses valores das empresas CEMAT, Caiuá, EDEVP, CELTINS, Nacional e Bragantina, sendo que para a CELPA, em razão da alteração na metodologia de amortização, o prazo de 52 meses foi insuficiente para recuperação dos valores de Perda de Receita e Energia Livre.

A Administração da Companhia reverteu a provisão para perdas dos valores constituídos em 31 de dezembro de 2006, referente ao saldo do ativo regulatório da RTE não recuperado no prazo estabelecido pela ANEEL (Energia Livre e Perda da Receita) e o saldo do passivo regulatório da RTE não faturado no prazo de recuperação estabelecido pela ANEEL.

13. TÍTULOS A RECEBER

	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Ativo circulante				
Itamarati Norte S.A. Agropecuária (b)	5.767	5.734	5.767	5.734
Outros títulos a receber	-	-	20.065	30.863
	5.767	5.734	25.832	36.597
Ativo não circulante				
Créditos adquiridos de terceiros (a)	-	-	371.638	371.638
(-) Deságio (a)	-	-	(264.119)	(264.119)
Itamarati Norte S.A. Agropecuária (b)	46.825	52.071	46.825	52.071
Sub-rogação - CCC (c)	-	-	225.695	-
Outros títulos a receber	-	-	14.606	17.248
	46.825	52.071	394.645	176.838

- (a) Refere-se ao valor de créditos de terceiros, adquiridos nos exercícios de 2003 e 2004, com a finalidade de compensação com tributos e contribuições federais, sendo (i) créditos de origem em ação indenizatória com julgamento favorável e transitado em julgado, ora em fase de liquidação judicial, que condenou a União Federal ao pagamento de indenização por danos causados aos antigos detentores desses créditos, bem como (ii) créditos representados em "Cautelas de Obrigações" emitidas pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, com laudos de autenticidade e de cálculo do valor. Com a adesão ao Parcelamento Excepcional - PAEX, nos termos da Medida Provisória nº 303/2006, em 15/12/2006, a Companhia desistiu da compensação tributária de referidos créditos e pretende obter judicialmente sua satisfação. O deságio verificado à época das aquisições desses créditos pela Companhia, será refletido ao resultado no momento em que houver a satisfação dos créditos, como resultado dos procedimentos judiciais.
- (b) Refere-se aos créditos recebidos da Denerge Desenvolvimento Energético S.A. (vide nota explicativa nº 15 item a).
- (c) Vide nota explicativa nº 18.

14. OUTROS ATIVOS

	Ativo circulante		Ativo não circulante	
	2007	2006	2007	2006
Consolidado				
Dispêndios a reembolsar	957	2.079	-	-
Desativação em curso	14.519	5.961	12.221	-
Convênios de arrecadação	1.771	3.654	-	-
Tributos e contribuições sociais a compensar	-	-	7.735	6.801
Recolhimento a maior PIS	200	134	-	-
Recolhimento a maior COFINS	1	8.476	-	-
Recolhimento a maior IRRF	1.633	1.478	-	-
Recolhimento a maior IOF	3.010	1.122	-	-
IOF a recuperar	24.272	19.667	-	-
Rendas a receber	8.069	6.717	-	-
Títulos a receber	-	7.670	1.227	1.227
Alienações de bens e direitos	8.202	11.252	6.604	6.622
Cauções e depósitos vinculados	239	66	-	-
Contratos de Venda	477	813	-	-
Adiantamento a fornecedores	4.198	5.674	-	-
Cheques em cobrança	3.770	4.964	-	-
Créditos Contas de Energia Elétrica/Mês	4.720	4.214	-	-
Devedores diversos	-	4.506	637	637
Outros	977	9.550	3.887	3.169
	<u>77.015</u>	<u>97.997</u>	<u>32.311</u>	<u>18.456</u>

15. TRANSAÇÕES E SALDOS COM EMPRESAS RELACIONADAS

	Companhia	
	2007	2006
Transações:		
Receitas financeiras	75.135	47.026
Despesas financeiras	106.975	96.617
SALDOS ATIVOS:		
Circulante		
Valores a recuperar		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A	187	186
Denerge Desenvolvimento Energético S.A	4	19
QMRA Participações S.A.	6.572	3.895
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	14	19
Ipueiras Energia S.A.	15	5
Rede Comercializadora de Energia S.A.	2	-
Rede Power do Brasil S.A.	12	5
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	11	11
Tangará Energia S.A.	-	3
	6.817	4.143
Dividendos		
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	5.581	-
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	-	2.692
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	816	-
Cia. Nacional de Energia Elétrica	13.856	4.590
Cia. Força e Luz do Oeste	3.666	2.125
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	-	603
Rede Lajeado Energia S.A.	12.126	8.573
Tangará Energia S.A.	-	1.911
Rede Comercializadora de Energia S.A.	8.732	14.683
Rede Power do Brasil S.A.	45.056	151.866
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	1.997	320
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema	2.063	-
	93.893	187.363

	Companhia	
	2007	2006
SALDOS ATIVOS:		
Juros sobre capital próprio		
Investco S.A.	238	-
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema	3.400	-
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	-	3.026
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	-	399
Cia. Nacional de Energia Elétrica	-	2.541
Cia. Força e Luz do Oeste	-	415
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	-	1.368
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	6.958	636
	10.596	8.385
TOTAL	104.489	195.748
Não Circulante		
Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças (a):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	180.196	157.940
Denerge Desenvolvimento Energético S.A	40.441	35.446
QMRA Participações S.A.	115.698	101.408
Ipueiras Energia S.A.	-	10.748
	336.335	305.542
Contrato de mútuo (a) e (b):		
QMRA Participações S.A.	3.793	63.863
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	-	39.059
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	-	8.005
	3.793	110.927

Rede Empresas de Energia Elétrica S.A.

	Companhia	
	2007	2006
Conta corrente 31/10/05 (c):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	24.851	4.764
QMRA Participações S.A. (a)	236.116	127.656
Ipueiras Energia S.A. (a)	-	656
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	3.432	3.083
	264.399	136.159
Contrato de venda e compra de ações (f)		
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	12.764	11.187
Outros contratos		
Cia. Geral	-	324
Adiantamento	-	2
	-	326
TOTAL	617.291	564.141
SALDOS PASSIVOS:		
Circulante		
Valores a reembolsar		
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	6.660	3.637
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	3.418	1.117
Cia. Nacional de Energia Elétrica S.A.	1.662	505
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	1.124	498
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	548	158
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	174	36
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	106	106
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	38	-
Cia. Força e Luz do Oeste	29	12
Rede Lajeado Energia S.A.	534	159
Tocantins Energia S.A.	421	42
Tangará Energia S.A.	154	50
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	9	14
Rede Power do Brasil S.A.	676	26
Rede Comercializadora de Energia S.A.	153	72
	15.706	6.432

Rede Empresas de Energia Elétrica S.A.

	Companhia	
	2007	2006
SALDOS PASSIVOS:		
Não Circulante		
Conta corrente 31/10/2005 (c):		
Rede Power do Brasil S.A.	-	120.199
Conta corrente 01/09/2006 (d):		
Rede Comercializadora de Energia S.A.	100	-
Conta corrente 31/12/2006 (e):		
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	99.239	212.561
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	143.872	157.032
Cia. Nacional de Energia Elétrica S.A.	62.506	83.520
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	-	59.739
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	16.887	28.071
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	11.838	13.074
Cia. Força e Luz do Oeste	-	1.955
Rede Lajeado Energia S.A.	12.215	23.986
Tocantins Energia S.A.	13.414	26.041
Tangará Energia S.A.	-	8.736
Rede Comercializadora de Energia S.A.	-	5.846
	359.971	620.561
Adiantamentos	-	521
Contrato de venda e compra de ações (f):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	142.083	127.676
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	64.342	63.512
	206.425	191.188
TOTAL	566.496	932.469

	Consolidado	
	2007	2006
SALDOS ATIVOS:		
Não Circulante		
Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças (a)		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	180.196	157.940
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	55.543	48.682
	235.739	206.622
Conta corrente após 31/10/05 (c):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	24.851	5.667
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	3.432	3.083
	28.283	8.750
Conta corrente 01/09/06(d):		
Rede Comercializadora de Energia S.A.	626	-
Adiantamento		
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	1	5
Outros	1	334
	2	339
TOTAL	264.650	215.711
SALDOS PASSIVOS:		
Não Circulante		
Contrato de venda e compra de ações (f):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	142.083	127.676
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	64.342	63.512
	206.425	191.188
TOTAL	206.425	191.188

(a) Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças

Como parte do processo de reorganização societária a Companhia, por meio de instrumento particular de assunção de dívidas, cessão de créditos e outras avenças de 31 de março de 2006, assumiu as dívidas e os créditos a receber perante terceiros, empresas controladas e instituição financeira existentes nas empresas controladoras EEVP e Denerge.

O saldo apurado neste contrato deverá ser quitado no prazo máximo de até dez anos, devidamente atualizado pelo CDI acrescido de juros 2% a.a., vencendo em 31 de dezembro de 2016.

Em 29 de dezembro de 2006 a Companhia assumiu, por meio de instrumento particular de assunção de dívidas e outras avenças, a dívida da QMRA Participações S.A. junto ao BNDES no valor de R\$101.408 a ser quitada em 60 parcelas mensais com carência de 36 meses vencendo a 1ª parcela em 30/12/09, e a dívida da Ipueiras Energia S.A. junto à Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS no valor de R\$10.748 quitando antecipadamente, sendo ambos os saldos atualizados pelo CDI acrescido de 2% a.a.

(b) Contrato de mútuo

Refere-se a contratos firmados entre a Caiuá, CELPA, CELTINS, Qmra e a Controladora Indireta - Denerge, em condições de comutatividade, em função de assunção de dívidas perante o BNDES nas seguintes condições:

- Prazo: até 62 meses.
- Vencimento 1ª parcela: 15/11/2005.
- Remuneração: TJLP mais 5% a.a.

Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio dos Ofícios nº 2.230, 2.231 e 2.232/2003-SFF/ANEEL, de 26/12/2003.

Em março/2006, por meio de instrumento particular de cessão de créditos e assunção de dívidas entre a Rede Empresas e a Denerge, a Rede Empresas assumiu os créditos do contrato de mútuo com a CELPA, Qmra e CELTINS.

Em dezembro/2006 esses contratos foram repactuados adotando-se as mesmas condições da renegociação dos contratos junto ao BNDES.

Forma de Pagamento:

- 6,3% em 40 parcelas trimestrais, com vencimento da 1ª parcela para 15/12/2006.
- 93,7% em 5 parcelas trimestrais, com vencimento da 1ª parcela para 15/12/2007.

Remuneração TJLP mais 2 % a.a.

Em 2007 foram quitados antecipadamente os contratos com a CELPA e a CELTINS e parte do contrato com a QMRA.

(c) Conta corrente 31/10/2005

Refere-se à movimentação financeira efetuada entre as empresas do Grupo Rede com prazo de vencimento de 24 meses, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos.

- Contrato Multilateral de Mútuo entre as *Holdings* e Demais Empresas

Na medida de suas necessidades, tomarão ou darão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, com a remuneração sobre o saldo devedor calculada com base em 100% do CDI mais 2% de juros anuais.

A partir de 31/10/2007 o contrato foi prorrogado com renegociação da remuneração que passou a ser de 100% do CDI + 1% de juros anuais.

(d) Conta corrente 01/09/2006

- Contrato multilateral de mútuo entre as empresas Geradoras Transmissoras e Não Concessionárias (Anuência ANEEL conforme Despacho nº 2.767 de 27 de novembro de 2006)

Na medida de suas necessidades, tomarão ou darão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, com remuneração sobre o saldo devedor calculada com base em 100% do CDI mais 2% de juros anuais, no período de 1º de setembro de 2006 a 31 de agosto de 2008. Cada empresa tem um limite máximo para o saldo credor e serão atualizados na data-base de Reajuste das Tarifas de Fornecimento de acordo com o Índice de Reajuste Tarifário - ITR médio fixado pela ANEEL, para cada parte.

(e) Conta corrente 31/12/2006

Refere-se à consolidação e repactuação dos saldos dos contratos denominados "Conta Corrente até 31/08/2004" que seriam pagos em 120 meses com carência de 18 meses e remunerados à taxa de 100% CDI; do contrato denominado "Conta Corrente após 01/09/04" que permitia a movimentação financeira entre empresas do grupo com remuneração de CDI mais 2% de juros a.a., com prazo de vencimento de 24 meses e ainda os saldos dos referidos contratos assumidos por meio de assunção de dívidas e cessão de créditos das controladoras Denerge Desenvolvimento Energético S.A. e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., repactuados nas seguintes condições:

- Carência de 24 meses.
- Prazo de 86 meses.
- Remuneração 100% CDI mais 2% juros a.a.

Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do Despacho nº 181 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 29/01/2007.

(f) Contrato venda e compra de ações

Como parte do processo de reorganização societária a Companhia adquiriu e alienou participações societárias por meio de instrumentos particulares de venda e compra de ações conforme abaixo:

- Denerge Desenvolvimento Energético S.A.

Alienação:

Rede Peixe Energia S.A. - 60 parcelas mensais e sucessivas com carência de três anos vencendo a 1ª parcela em 03/04/09 acrescidas de 100% do CDI mais 2% a.a.

Aquisição:

Rede Comercializadora de Energia S.A. e Rede Eletricidade e Serviços S.A. - Entrada em 3 parcelas anuais com vencimentos em 30/06/06; 30/06/07 e 30/06/08 e mais 84 parcelas mensais vencendo a 1ª em 30/07/08 todas acrescidas de 100% CDI mais 2% a.a.

- Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.

Aquisição:

Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. - Entrada em 3 parcelas anuais com vencimentos em 30/06/06; 30/06/07 e 30/06/08 e mais 84 parcelas mensais vencendo a 1ª em 30/07/08 todas acrescidas de 100% CDI mais 2% a.a.

16. IMPOSTO DE RENDA, CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social são calculados com base nas alíquotas vigentes nas datas dos balanços. Os impostos diferidos relativos às diferenças temporárias, prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social são registrados em contas patrimoniais.

Demonstramos a seguir a composição da base de cálculo e dos saldos desses impostos em 31 de dezembro:

	Imposto de renda	Contribuição social	Companhia	
			Total	
			2007	2006
Composição da despesa com impostos:				
Impostos correntes	(14)	(11)	(25)	(1.815)
Impostos diferidos - variação líquida	6.652	2.395	9.047	(38.247)
	6.638	2.384	9.022	(40.062)
Conciliação da despesa com impostos:				
Lucro antes dos impostos	42.432	42.432		
Adições (exclusões) permanentes:				
Equivalência patrimonial	(97.204)	(97.204)		
Amortização de ágio em controlada	13.966	-		
Efeito da realização da CME - Lei nº 8200				
Efeito da realização da Reserva de Reavaliação em controladas	326	326		
Outras	1.028	(159)		
Base de cálculo dos impostos:	(39.452)	(54.605)		
Alíquotas	25%	9%		
Subtotal	9.863	4.914		
Reversão de créditos tributários de períodos anteriores	(14)	(11)		
Créditos tributários não diferidos	(3.211)	(2.519)		
Receita (Despesa) com os impostos	6.638	2.384	9.022	(40.062)
Base de cálculo dos ativos e passivos diferidos:				
Prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social	767.932	810.132		
Amortização de ágio	29.328	-		
Base de cálculo dos impostos diferidos	797.260	810.132		
Alíquotas	25%	9%		
Subtotal	199.315	72.912		
Créditos tributários não diferidos	(199.315)	(72.912)		
Subtotal (a)	-	-	-	-
<u>Encargos tributários sobre reserva de reavaliação</u>				
Reserva de reavaliação	394.199	394.199		
(-) Terrenos	(7.167)	(7.167)		
(-) Reversão reavaliação anterior	(110.148)	(110.148)		
(-) Depreciação/baixas	(103.708)	(103.708)		
Base de cálculo	173.176	173.176		
Alíquotas	25%	9%		
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação (b)	43.294	15.586	58.880	67.927
Efeitos tributários líquidos no resultado (b-a)			58.880	67.927

Rede Empresas de Energia Elétrica S.A.

	Consolidado			
	Imposto de renda	Contribuição social	Total	
			2007	2006
Composição da despesa com impostos:				
Impostos correntes	(137.312)	(47.468)	(184.780)	(220.442)
Impostos diferidos - variação líquida	26.182	10.076	36.258	30.655
	(111.130)	(37.392)	(148.522)	(189.787)
Conciliação da despesa com impostos:				
Lucro antes dos impostos	361.232	361.232		
Adições (exclusões) permanentes:				
Equivalência patrimonial	(3.000)	(3.000)		
Correção monetária complementar	-	7.118		
Efeito da realização da CME - Lei nº 8200	1.508	1.508		
Amortização de ágio em controladas	23.496	-		
Outras	1.253	(22.860)		
Base de cálculo dos impostos:	384.489	343.998		
Alíquotas	25%	9%		
Subtotal	(96.122)	(30.960)		
Reversão de créditos tributários de períodos anteriores	(1.251)	(118)		
Créditos tributários não diferidos	(13.757)	(6.314)		
Receita (Despesa) com os impostos	(111.130)	(37.392)	(148.522)	(189.787)
Base de cálculo dos créditos tributários diferidos:				
Prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social	2.330.315	2.491.196		
Provisão para passivos trabalhistas e cíveis	20.556	20.556		
Provisão para devedores duvidosos	66.554	66.554		
Ajuste de plano de aposentadoria	15.721	15.721		
Receita estimada - Irrigação e Aquicultura	(13.249)	(13.249)		
Reposicionamento tarifário	(585)	(585)		
Amortização de ágio	62.333	-		
Base de cálculo dos impostos diferidos	2.481.645	2.580.193		
Alíquotas	25%	9%		
Subtotal	620.411	232.217		
Créditos tributários não diferidos	(207.567)	(79.320)		
subtotal (a)	412.844	152.897	565.741	579.010
Passivo Diferido - Controladas Celtns e Rede Lajeado				
Reposicionamento tarifário	21.370	21.370		
Alíquotas	25%	9%		
Passivo Diferido - Circulante (b)	5.343	1.923	7.266	-
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação				
Reserva de reavaliação	3.399.525	3.399.525		
(-) Terrenos	(56.444)	(56.444)		
(-) Reversão reavaliação anterior	(819.533)	(819.533)		
(-) Depreciação/baixas	(746.251)	(746.251)		
Base de cálculo	1.777.297	1.777.297		
Alíquotas	25%	9%		
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação (c)	444.324	159.957	604.281	670.449
Efeito dos encargos sobre o estorno da reserva de reavaliação em controlada (d)			9.376	-
Efeitos tributários líquidos no resultado (b+c+d-a)			55.182	91.439

Para fins do *impairment test* anual dos créditos tributários diferidos, a Companhia e controladas contrataram a empresa especializada Moore Stephens Lima Lucchesi Auditores Independentes. Essa empresa elaborou estudos dos lucros tributáveis futuros da Companhia e controladas, os quais serviram de base para os *impairment test* realizados no exercício de 2006. Conforme requerido pela Deliberação CVM nº 273/98 e Instrução CVM nº 371/02, os estudos preparados por área especializada da referida empresa foram submetidos à apreciação dos Conselhos de Administração e Fiscal da Companhia e controladas e devidamente aprovados. Com base nos estudos realizados para o exercício de 2007, a estimativa de realização dos créditos tributários está detalhada a seguir:

Anos de realização	Montante a realizar
2008	70.195
2009	71.850
2010	99.482
2011	98.304
2012	70.631
de 2013 a 2014	69.153
de 2015 a 2017	86.126
	<u>565.741</u>

17. INVESTIMENTOS

Os investimentos estão representados da seguinte forma:

	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
<u>Participações em controladas:</u>				
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	91.936	118.193	-	-
Companhia Nacional de Energia Elétrica	79.724	104.154	-	-
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	239.194	284.225	-	-
Companhia Força e Luz do Oeste	22.306	28.964	-	-
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	571.755	533.632	(a) (e) 126.269	129.262
QMRA Participações S.A.	100.775	125.686	(b) (e) 154.144	158.452
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	97.934	115.387	-	-
Rede Lajeado Energia S.A.	240.583	236.276	-	-
Tangará Energia S.A.	59.218	61.404	-	-
Rede Power do Brasil S.A.	70.785	587	-	-
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	98.825	98.451	-	-
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	124.617	124.546	(c) (g) 8.370	9.945
Rede Comercializadora de Energia S.A.	34.551	40.938	(d) (g) 33.953	40.341
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	16.124	19.138	(d) (g) 16.005	19.016
Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S.A.	5.037	-	(h) 5.037	-
	<u>1.853.364</u>	<u>1.891.581</u>	<u>343.778</u>	<u>357.016</u>
<u>Participações em coligadas:</u>				
Investco S.A.	23.930	-	(f) 409.648	761.705
Outros investimentos	704	103	13.213	16.457
	<u>1.877.998</u>	<u>1.891.684</u>	<u>766.639</u>	<u>1.135.178</u>

- (a) Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT. No exercício findo em 31 de dezembro de 2007, foi amortizado o montante de R\$2.993 (R\$2.994 em 2006). A amortização do ágio é registrada pelo prazo de concessão, utilizando o método não linear (até 2026).
- (b) QMRA Participações S.A.: esse valor refere-se ao ágio na aquisição da controlada indireta Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA. No exercício findo em 31 de dezembro de 2007, foi amortizado o montante de R\$4.308 (R\$4.296 em 2006). A amortização do ágio é registrada pelo prazo de concessão, utilizando o método não linear (até 2028).
- (c) Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A., a amortização do ágio é registrada pelo prazo de concessão utilizando o método não linear (até 2015).
- (d) Rede Comercializadora de Energia S.A. e Rede Eletricidade e Serviços S.A., a amortização do ágio é registrada pelo método linear pelo prazo máximo de 10 anos por não se tratar de concessão de serviço público em consonância com a legislação vigente.
- (e) Os ágios estão fundamentados como rentabilidade futura dessas controladas. Estudos realizados por empresas especializadas acerca de suas recuperações ao longo do período de concessão concluíram que as "curvas" de amortização dos ágios adotadas estão adequadas, significando que, para cada parcela de ágio amortizado, haverá uma adequada contraposição com os resultados positivos obtidos pelas controladas.
- (f) A Investco exerce a atividade de geração de energia elétrica por meio da Usina Hidrelétrica Luiz Eduardo Magalhães, composta por cinco turbinas, com potência total instalada de 902,5 MW.

A energia elétrica produzida por essa usina está sendo utilizada ou comercializada na condição de "produtor independente", nos termos do contrato de concessão, pelas concessionárias CEB Lajeado Energia S.A., EDP Lajeado Energia S.A., Paulista Lajeado Energia S.A. e pela controlada Rede Lajeado Energia S.A.

- (g) Aquisições e alienações de participação decorrente da reestruturação societária adotada pela Companhia no processo de desverticalização. Vide nota explicativa nº 14 item "f".
- (h) Empresa em fase pré-operacional, que exercerá a atividade de cultivo, industrialização, produção, comercialização, importação e exportação de álcool, açúcar e todos os seus produtos/subprodutos.

O resultado do ajuste da equivalência patrimonial nas controladas é o seguinte:

	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Controlada:				
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	3.578	(4.292)		
Companhia Nacional de Energia Elétrica	10.651	960		
Companhia Força e Luz do Oeste	3.091	1.387		
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	9.404	28.722	- (a)	7.893
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	50.145	55.250	- (a)	24.175
QMRA Participações S.A.	(24.910)	(30.631)		
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	7.406	6.963		
Rede Lajeado Energia S.A.	16.149	85.312	- (b)	152.062
Tangará Energia S.A.	(2.186)	(7.429)		
Rede Peixe Energia S.A.	-	(147)		
Quatara Energia S.A.	-	20		
Rede Power do Brasil S.A.	7.234	151.866		
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	352	(6.650)		
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A.	3.709	6.050		
Rede Comercializadora de Energia S.A.	10.563	9.559		
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	1.995	49		
Investco S.A.	23	-		
Outras	-	-	-	4.248
Subtotal	97.204	296.989	-	188.378
Amortização de ágio	(13.965)	(2.993)	(23.496)	(14.397)
Total	83.239	293.996	(23.496)	173.981

- (a) Lucro apurado em 2005, na venda das geradoras, de propriedades destas controladas, para a Tocantins Energia S.A. e Rede Power do Brasil S.A., realizado em outubro de 2006 pela alienação das respectivas geradoras à ENEL Brasil Participações Ltda.
- (b) Valor representado pelo ganho líquido da Companhia e suas controladas Rede Power do Brasil S.A. e Tocantins Energia S.A. de R\$74.464, R\$44.834 e R\$32.764, respectivamente, apurado na alienação de 10.000 partes beneficiárias, pelo valor de R\$266.798, adquiridas pela Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás, conforme AGE de 15 de fevereiro de 2006. Valores ajustados direto ao patrimônio.

Informações sobre investimentos relevantes avaliados pelo método da equivalência patrimonial:

	E.E.B.		C.N.E.E.		C.F.L.O.	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Quantidade de ações do capital social	1.172.355	1.172.355	2.365.176	2.365.176	346.455.428	346.455.428
Quantidade de ações possuídas	1.072.117	1.072.117	2.334.173	2.334.173	338.492.582	338.492.582
Percentual de participação direta	91,45%	91,45%	98,69%	98,69%	97,70%	97,70%
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Valor do capital social	40.948	40.948	28.000	28.000	11.500	11.500
Valor do patrimônio líquido ajustado	100.532	129.243	80.782	105.537	22.831	29.646
Resultado do exercício	4.400	(4.693)	11.868	934	3.668	1.421
Valor do investimento	91.936	118.193	79.724	104.154	22.306	28.964
Resultado da equivalência patrimonial	3.578	(4.292)	10.651	960	3.091	1.387

	CELTINS		CEMAT		QMRA	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Quantidade de ações do capital social	378.733.957	378.733.957	118.853.305	105.534.853	225.265.000	225.265.000
Quantidade de ações possuídas	192.631.908	192.631.908	47.442.678	39.622.185	146.422.247	146.422.247
Percentual de participação direta	50,86%	50,86%	39,92%	37,54%	65,00%	65,00%
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Valor do capital social	189.367	189.367	710.196	589.891	225.265	225.265
Valor do patrimônio líquido ajustado	470.298	558.839	1.111.949	884.887	155.038	193.362
Resultado do exercício	38.486	40.340	147.143	82.779	(38.324)	(47.125)
Lucro realizado (não realizado)	-	7.893	-	24.175	-	-
Valor do investimento	239.194	284.225	445.486	332.187	100.775	125.686
Adiantamento para aumento de capital	-	-	-	72.183	-	-
Ágio a amortizar	-	-	126.269	129.262	-	-
Total do investimento	239.194	284.225	571.755	533.632	100.775	125.686
Resultado da equivalência patrimonial	9.404	28.722	50.145	55.250	(24.910)	(30.631)

	CELPA		Rede Lajeado		Tangará	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Quantidade de ações do capital social	63.850.937.020	63.850.937.020	132.793.454	132.793.454	78.271.000	78.271.000
Quantidade de ações possuídas	6.452.992.384	6.452.992.384	39.350.358	39.350.358	48.270.992	48.270.992
Percentual de participação direta	10,11%	10,11%	29,63%	29,63%	67,32%	67,32%
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Valor do capital social	518.932	518.932	513.810	513.810	78.271	78.271
Valor do patrimônio líquido ajustado	1.108.599	1.281.227	811.957	797.421	81.940	89.397
Resultado do exercício	114.217	64.359	59.598	35.970	3.479	(1.167)
Valor do investimento	112.079	129.532	240.583	236.276	59.218	61.404
Adiantamento para aumento de capital	-	-	-	-	1.224	1.224
Deságio	(14.145)	(14.145)	-	-	-	-
Total do investimento	97.934	115.387	240.583	236.276	60.442	62.628
Resultado da equivalência patrimonial	7.406	6.963	16.149	85.312	(2.186)	(7.429)

Rede Empresas de Energia Elétrica S.A.

	Rede Power		Caiuá Distribuição		E. D. E. Vale	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Quantidade de ações do capital social	97.508	10.000	111.651.370	98.825.770	115.905.275	115.905.275
Quantidade de ações possuídas	97.488	9.980	111.651.366	98.825.766	115.905.271	115.905.271
Percentual de participação direta	99,98%	99,80%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Valor do capital social	65.178	1.860	111.267	111.267	115.905	115.905
Valor do patrimônio líquido ajustado	70.799	566	98.825	98.451	116.224	114.578
Resultado do exercício	7.263	152.170	352	(6.650)	7.709	2.888
Valor do investimento	70.785	565	98.825	98.451	116.224	114.578
Ágio a amortizar	-	-	-	-	8.370	9.945
Adiantamento para aumento de capital	-	22	-	-	23	23
Total do investimento	70.785	587	98.825	98.451	124.617	124.546
Resultado da equivalência patrimonial	7.234	151.866	352	(6.650)	3.709	6.050
	Rede Com		Rede Serv		Vale do Vacaria	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Quantidade de ações do capital social	1.000	1.000	1.000	1.000	20.409	-
Quantidade de ações possuídas	996	996	995	995	10.405	-
Percentual de participação direta	99,60%	99,60%	99,50%	99,50%	50,98%	-
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Valor do capital social	500	500	100	100	20.510	-
Valor do patrimônio líquido ajustado	600	600	120	122	5.047	-
Resultado do exercício	10.606	14.742	2.015	282	-	-
Valor do investimento	597	597	119	122	1.028	-
Ágio a amortizar	33.954	40.341	16.005	19.016	4.009	-
Adiantamento para aumento de capital	-	-	-	-	-	-
Total do investimento	34.551	40.938	16.124	19.138	5.037	-
Resultado da equivalência patrimonial	10.563	9.559	1.995	49	-	-
Investco S.A. - 2007 *						
	Balanco	Consolidados				
Ativo Circulante	25.976	10.297				
Ativo não Circulante	1.409.970	558.912				
Passivo Circulante	133.045	52.739				
Passivo não Circulante	312.043	123.694				
Patrimônio Líquido	990.858	392.776				
Receita Líquida	205.492	78.020				
Resultado operacional	61.337	23.043				
Lucro Líquido	61.455	23.401				

(*) Participação consolidada proporcionalmente - nota 5

18. IMOBILIZADO

	Consolidado	
	2007	2006
Em serviço	5.752.463	4.812.329
Em curso	1.213.180	882.183
	6.965.643	5.694.512
Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	(1.812.206)	(1.218.899)
	<u>5.153.437</u>	<u>4.475.613</u>

	Taxas anuais Médias de depreciação(*) %	Custo	Depreciação acumulada	2007	2006
Geração:					
Custo	2,75	893.442	(135.712)	757.730	240.989
Correção monetária especial	0,24	533	(466)	67	69
Reavaliação	2,4	10.322	(1.414)	8.908	42.288
Transmissão:					
Custo	3,74	38.606	(7.361)	31.245	6.443
Correção monetária especial	3,58	(22)	12	(10)	(10)
Reavaliação	4,49	8.994	(1.037)	7.957	8.361
Distribuição:					
Custo	4,31	4.301.943	(1.360.954)	2.940.989	2.345.164
Correção monetária especial	2,6	74.618	(62.150)	12.468	14.529
Reavaliação	5,52	2.209.131	(330.376)	1.878.755	2.034.514
Comercialização:					
Custo	6,52	22.020	(11.961)	10.059	10.312
Correção monetária especial	0,42	542	(509)	33	36
Reavaliação	4,38	20.992	(1.741)	19.251	20.045
Administração:					
Custo	5,75	94.388	(55.252)	39.136	38.133
Correção monetária especial	0,15	2.501	(2.334)	167	177
Reavaliação	3,08	53.198	(7.490)	45.708	51.279
Subtotal		7.731.208	(1.978.745)	5.752.463	4.812.329
Imobilizado em curso:					
Geração		49.512	-	49.512	49.448
Distribuição		1.149.707	-	1.149.707	817.976
Transmissão		303	-	303	-
Comercialização		11.364	-	11.364	2.263
Administração		2.294	-	2.294	12.496
		1.213.180	-	1.213.180	882.183
Total		8.944.388	(1.978.745)	6.965.643	5.694.512

(*) A taxa média é calculada considerando a despesa de depreciação do exercício dividida pelo saldo médio anual do imobilizado.

As principais taxas anuais de depreciação por macroatividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 240/06, são as seguintes:

	<u>Taxas anuais de depreciação %</u>		<u>Taxas anuais de depreciação %</u>
Geração:		Comercialização:	
Equipamento geral	10,00	Equipamento geral	10,00
Reservatórios, barragens e adutoras	2,00	Edificações	4,00
Turbina hidráulica	2,50		
Distribuição:		Administração central:	
Barra de capacitores	5,00 - 6,70	Veículos	20,00
Chave de distribuição	3,30 - 6,70	Equipamento geral	10,00
Condutor do sistema	2,50 - 5,00		
Estrutura do sistema	2,50 - 5,00		
Regulador de tensão	3,50 - 4,80		
Transformador de distribuição	5,00		

Dos Bens Vinculados à Concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador, e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no Passivo Não Circulante, e estão sendo apresentadas como dedução do Ativo Imobilizado, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras.

A Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, estabelece os conceitos gerais, as metodologias e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica, que na Companhia ocorrerá em abril de 2008, e altera o tratamento das obrigações especiais, que passarão a ser amortizadas pela taxa média de depreciação dos ativos.

A partir de 1º de janeiro de 1996, essas obrigações não estão sendo mais atualizadas pelos efeitos da inflação, tendo a seguinte composição em 31 de dezembro:

	2007	2006
Participação da União	31.566	108.012
Participação dos Estados	159.742	162.967
Participação dos municípios	86.311	89.497
Participação do consumidor	636.696	406.547
Doações e subvenções destinadas a investimento no serv. Concedido	132.150	406.948
Universalização do Serviço Público de E/E	764.473	44.344
Outros	1.268	584
	<u>1.812.206</u>	<u>1.218.899</u>

Em conformidade com as disposições da Resolução ANEEL nº 784, de 24 de dezembro de 2002, e Resolução autorizativa - ANEEL nº 81, de 9 de março de 2004, a controlada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, em razão da implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais, relativo ao sistema de transmissão Brasnorte / Juara / Juína.

Para fins de cálculo do benefício, o empreendimento foi dividido em duas fases distintas:

Na 1ª Fase denominada de Transmissão Campo Novo / Brasnorte, foram aplicados recursos na ordem de R\$12.094; fiscalizada e aprovada pela ANEEL, a Companhia recebeu como sub-rogação o valor de R\$6.026 em 2005 e R\$3.045 em 2004, o que equivale a 75% do custo da obra.

Na 2ª Fase denominada Linha de Transmissão Juara / Juína foi aplicado o montante de R\$55.904 para a conclusão da obra, o valor de sub-rogação dessa obra é de R\$41.928, dos quais R\$32.623 foram recebidos em 2006 e R\$9.306 previstos para 2007, o que corresponde a 75% do investimento.

Foram ainda, homologados os seguintes projetos:

- Sistema de Transmissão Sapezal, aprovado pela Resolução autorizativa nº 320 de 19/09/2005, num investimento total de R\$25.661 e sub-rogação de R\$19.246 a ser recebido em 153 parcelas a partir de janeiro de 2006, recebido em 2006 o montante de R\$549 e R\$2.459 em 2007, totalizando R\$3.008 já recebidos.
- Sistema Tabaporã, aprovado pela Resolução nº 512 de 11/04/2006, num investimento total de R\$3.078 e valor sub-rogado de R\$2.101 recebido integralmente em 2006.
- Sistema de Transmissão Nova Monte Verde, com subsídio aprovado de R\$56.542 mil por meio da Resolução autorizativa nº 897 de 2 de maio de 2007, com previsão de início do recebimento ainda em 2008 em 48 parcelas.

- Sistema de Transmissão Baixo Araguaia, com subsídio aprovado no valor de R\$152.916 mil por meio da Resolução autorizativa nº 906 de 2 de maio de 2007 com previsão de recebimento a partir do final de 2008 em 48 parcelas.

Para o ano de 2008, existem estudos em andamento de projetos por parte da Diretoria Corporativa de Engenharia a serem enquadrados na sub-rogação da CCC.

O Ofício de encerramento ANEEL 2.409/07 para aplicação nas publicações do exercício de 2007 trata no item 48 a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária da Eletrobrás, oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas e conseqüente redução de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado ofício determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas 223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica. Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento que já foram aprovados pelo órgão regulador.

Além disso, o referido ofício determinou a provisão de todos os valores já aprovados pelo órgão regulador ainda não efetivamente recebidos. Essas modificações resultaram numa elevação de R\$225.696 referente aos subsídios já aprovados e ainda não recebidos.

A CEMAT tem registrado os valores referentes a esse subsídio da seguinte forma:

OBRA	Status	Valor Sub-rogado	Recebido	A receber
Sistema Brasnorte/Jurua/Juína-Trecho Campo Novo/Brasnorte	em serviço	9.071	9.071	-
Sistema Brasnorte/Jurua/Juína-Trecho Juara/Juína	em serviço	42.172	42.172	-
Sistema de Transmissão Sapezal	em serviço	19.246	3.008	16.238
Sistema de Transmissão Tabaporã	em serviço	2.132	2.132	-
Sistema de Transmissão Nova Monte Verde	em curso	56.542	-	56.542
Sistema de Transmissão Baixo Araguaia	em curso	152.916	-	152.916
Total		282.079	56.383	225.696

Do montante pendente de recebimento apenas as obras do sistema Sapezal encontram-se em serviço, enquanto os sistemas do Baixo Araguaia e Nova Monte Verde encontram-se em andamento, e pela regra estabelecida pela ANEEL, os valores do benefício só serão repassados à Concessionária após a sua efetiva energização.

As obras em andamento encontram-se na seguinte situação:

OBRA	Subsídio	Valor Aplicado	Saldo
Sistema de Transmissão Nova Monte Verde	56.542	8.372	48.170
Sistema de Transmissão Baixo Araguaia	152.916	118.062	34.854
Total	209.458	126.434	83.024

Encargos financeiros e efeitos inflacionários

Em virtude do disposto na Resolução ANEEL nº 001, de 24/12/97, e Deliberação CVM nº 193, de 11/07/96, os juros e demais encargos financeiros em relação aos financiamentos obtidos de terceiros para aplicação no imobilizado em curso, estão registrados como custo desses ativos, como segue:

					Total	
	Geração	Distribuição	Comercialização	Atividades não vinculadas	2007	2006
Renda de aplicações financeiras	876	8.511	14.502	-	23.889	41.681
(-) Transferência para o imobilizado em curso	(18)	(3.502)	(644)	-	(4.164)	(4.668)
Líquido	858	5.009	13.858	-	19.725	37.013
Encargos financeiros apropriados no resultado	3.561	91.210	108.723	46.855	250.349	234.683
(-) Transferência para o imobilizado em curso	(332)	(33.416)	(9.794)	-	(43.542)	(28.794)
Líquido	3.229	57.794	98.929	46.855	206.807	205.889
Outras despesas financeiras	8.784	170.392	148.291	179	327.646	255.361
(-) Transferência para o imobilizado em curso	-	(121.512)	-	-	(121.512)	-
Líquido	8.784	48.880	148.291	179	206.134	255.361
Variações monetárias líquidas	854	74.252	29.208	-	104.314	31.750
(-) Transferência para o imobilizado em curso	-	(52.476)	-	-	(52.476)	(6.532)
Líquido	854	21.776	29.208	-	51.838	25.218

Reavaliação

Em atendimento à Deliberação CVM 183/95 - item 15, a Companhia e suas controladas procederam a uma nova avaliação dos bens reavaliados em 2001, como forma de dar continuidade à prática contábil estabelecida para os bens do imobilizado.

A reavaliação abrangeu as usinas hidrelétricas, usinas térmicas, linhas e redes de transmissão, linhas e redes de distribuição, subestações e equipamentos em geral.

A Assembléia Geral Extraordinária realizada em 29 de julho de 2005 aprovou a nomeação das empresas especializadas Moore Stephens Lima Lucchesi Auditores Independentes e Stima Engenharia Ltda. e o respectivo Laudo de Avaliação apresentado pelas empresas, no qual constam os novos valores dos bens do imobilizado na data-base de 31 de maio de 2005.

A seguir detalhamos os montantes do incremento ao Imobilizado e ao Patrimônio Líquido consolidados:

	<u>Laudo de reavaliação</u>	<u>Valor residual</u>	<u>Incremento</u>
Geração	11.851	4.011	7.840
Distribuição	274.534	162.182	112.352
Comercialização	4.691	3.665	1.026
Administração	5.955	2.637	3.318
Transmissão	335	69	266
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total de incremento ao Imobilizado	297.366	172.564	124.802
Impostos diferidos			(41.280)
Reavaliações anteriores			390.719
Equivalência patrimonial sobre nova reavaliação			423.257
Realização da reserva de reavaliação líquida de impostos diferidos (depreciação e baixas)			<hr/> (278.033) <hr/>
Reserva de reavaliação registrada no patrimônio líquido em 31/12/2007			<hr/> <hr/> 619.465 <hr/>

O efeito no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2007, oriundo das depreciações, baixas e alienações, foi de R\$17.562 (Companhia) e de R\$50.807 no (Consolidado), desse montante ocorreu a reversão da reavaliação das usinas térmicas em agosto de 2007, na Controlada CEMAT, o reflexo na Rede foi de R\$6.831.

Universalização

A ANEEL, por meio da Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, alterada pela Resolução nº 52 de 25 de março de 2004, estabeleceu as condições gerais para a elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica, visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, ou ao aumento de carga, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público e distribuição de energia elétrica.

Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos

O Decreto Presidencial nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa Luz para Todos, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

De acordo com o artigo 2º do Decreto, os recursos necessários para o custeio do Programa serão oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, instituída como subvenção econômica pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, da Reserva Global de Reversão - RGR, instituída pela Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971, de agentes do setor elétrico, da participação dos Estados, municípios e outros destinados ao Programa. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás e das empresas que compõem o sistema Eletrobrás.

Por meio de suas controladas, foram firmados contratos de financiamentos e concessão de Subvenções junto à Eletrobrás no âmbito do Programa Luz para Todos para atendimento de 235.225 (*) novos consumidores. A composição da realização do Programa até dezembro de 2007 está da seguinte forma:

O valor total dos Programas em suas controladas é de R\$1.511.660, com o objetivo de ligar 235.225 (*) novos consumidores e instalar uma Usina Térmica de 500KW na comunidade do distrito de Guariba, no município de Colniza, Mato Grosso, o montante dos investimentos realizados até dezembro de 2007 é de R\$1.170.740, o saldo a ser investido em 2008, é de R\$348.583.

As controladas CELPA, CEMAT e CELTINS, possuem projetos sendo analisados junto à Eletrobrás para uma nova etapa do Programa.

(*) Informações não auditadas.

19. INTANGÍVEL

	Consolidado	
	2007	2006
Em serviço	23.773	18.251
Em curso	12.384	10.443
	<u>36.157</u>	<u>28.694</u>

	Custo	Depreciação acumulada	2007	2006
INTANGÍVEL EM SERVIÇO:				
Geração:				
Serviços	437	-	437	57
Software	26	(12)	14	134
Distribuição:				
Serviços	10.947	(31)	10.916	10.893
Software	9.357	(5.757)	3.600	4.674
Direito Uso Linha Telefônica	4	-	4	-
Comercialização:				
Serviços	1	-	1	122
Software	975	(236)	739	1.280
Direito Uso Linha Telefônica	86	-	86	-
Administração:				
Serviços	-	-	-	18
Software	18.712	(10.786)	7.926	1.073
Direito Uso Linha Telefônica	50	-	50	-
Atividades Não Vinculadas à Concessão				
Serviços	-	-	-	-
Software	-	-	-	-
Direito Uso Linha Telefônica	-	-	-	-
Subtotal	40.595	(16.822)	23.773	18.251
INTANGÍVEL EM CURSO				
Geração				
Software	63	-	63	22
Distribuição				
Serviços	3.487	-	3.487	2.162
Software	4.111	-	4.111	551
Comercialização				
Software	230	-	230	5.554
Administração				
Software	4.493	-	4.493	2.154
	12.384	-	12.384	10.443
	52.979	(16.822)	36.157	28.694

As faixas de Servidões são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão da Companhia, e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel. Como são permanentes, não há amortização.

Direitos de Uso - são licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares.

20. FORNECEDORES

	Consolidado	
	2007	2006
CIRCULANTE		
Suprimento de energia elétrica:		
Arapucel Indaiavai	48	323
Arapucel Ombreiras S.A.	-	129
Araputanga	-	483
Cemig	2.867	3.690
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	16.703	16.902
CHESF	15.399	12.807
Companhia Energética de São Paulo - Cesp	10.371	10.696
Copel Distribuição S.A.	-	2.260
Copel Geração S.A.	9.672	5.359
Duke Energy	2.978	962
Eletram	930	932
Eletrobrás	19.257	13.724
Eletronorte	11.568	4.649
Furnas	21.728	23.769
Global Energia Elétrica	1.166	926
Guaratã Energética	2.210	958
Itamarati Norte	6.877	6.264
Rede Comercializadora Energia S.A.	-	505
Rosal Energia S.A.	3.134	2.728
Apiacas Energia S.A.	2.538	2.811
Enerpeixe Energia S.A.	2.238	1.650
Rio do Sangue Energia S.A.	2.818	1.735
Socibe Energia S.A.	2.048	2.473
Isamu Ikeda Energia S.A.	2.243	3.361
Primavera Energia S.A.	1.467	1.533
Outras	13.074	12.788
Parcelamentos:		
Eletronorte (a)	-	27.068
Eletrobrás	-	834
Furnas (b)	55.732	62.938
	<u>207.066</u>	<u>225.257</u>

	Consolidado	
	2007	2006
CIRCULANTE:		
Compra de energia elétrica:		
Energia livre - CCEE (b)	16.488	16.951
Energia no curto prazo - CCEE	18.136	5.354
	<u>34.624</u>	<u>22.305</u>
Compra de combustível		
Petrobras	75.423	20.004
Encargos de uso da rede elétrica:		
CTEEP	4.857	4.684
Furnas	2.737	3.422
Chesf	1.607	1.751
Eletronorte	4.965	4.851
Eletrosul	1.024	1.017
Expansion	289	292
TSN	561	507
Novatrans	545	531
ETEO	183	187
Cemig	2.235	1.215
Copel Transmissão S.A.	815	280
EATE	441	436
ONS	485	583
CCEE	463	471
STN	183	193
NTE	159	154
ENTE	228	243
ATE	380	161
ITE	220	165
Outras	<u>1.182</u>	<u>1.650</u>
	23.559	22.793
Materials e serviços	80.624	87.250
Retenção contratual	<u>3.563</u>	<u>2.934</u>
	<u>424.859</u>	<u>380.543</u>
NÃO CIRCULANTE:		
Suprimento de energia elétrica :		
Tietê	-	25
Energia livre - CCEE (b)	14.453	35.469
(-) Provisão para perdas	-	(21.488)
Parcelamentos:		
Furnas (a)	<u>19.897</u>	<u>48.502</u>
	<u>34.350</u>	<u>62.508</u>

(a) Parcelamento referente a fornecimento de energia elétrica, contrato assinado em 15/08/2002, a forma de amortização ocorre pela dação de energia elétrica, com um período de amortização previsto para, no mínimo, 53 parcelas, podendo ser prorrogado independentemente da anuência das partes. Conforme consta na cláusula 5ª do contrato, a taxa de juros é de 12,68% a.a., mais a variação do IGP-M.

(b) Vide nota explicativa nº 12.

21. TRIBUTOS, CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS E PARCELAMENTOS

	Circulante		Não Circulante	
	2007	2006	2007	2006
Companhia				
PIS (b)	401	154	-	-
COFINS (b)	1.850	711	-	-
Imposto de renda retido na fonte (b)	817	1.122	-	-
IOF (b)	639	449	-	-
Outros (b)	254	37	-	-
	3.961	2.473	-	-
Parcelamento de tributos:				
PAES (a)	85	83	382	444
PAEX (e)	7.061	64	23.276	38.898
	7.146	147	23.658	39.342
Desverticalização tributos federais (d)	(2.654)	(40)	(20.033)	(22.195)
	8.453	2.580	3.625	17.147

	Circulante		Não Circulante	
	2007	2006	2007	2006
Consolidado				
ICMS (b)	107.044	100.471	10.330	10.186
Imposto de renda (b)	28.112	27.005	-	-
Contribuição social (b)	8.605	7.397	-	-
Previdência social (b)	8.230	6.838	-	-
FGTS (b)	1.717	1.536	171	169
PIS (b)	8.716	5.726	-	-
COFINS (b)	27.317	26.321	-	-
Imposto de renda retido na fonte (b)	10.724	18.079	-	-
IOF (b)	874	865	-	-
Outros (b)	6.270	4.810	-	-
	207.609	199.048	10.501	10.355
Parcelamento de tributos:				
PAES (a)	206	235	914	1.066
ICMS (c)	5.768	5.941	10.997	15.493
PAEX (e)	137.715	90.184	964.995	1.044.678
Outros	506	160	971	639
	144.195	96.520	977.877	1.061.876
Desverticalização tributos federais (d)	(2.654)	(40)	(20.033)	(22.195)
	<u>349.150</u>	<u>295.528</u>	<u>968.345</u>	<u>1.050.036</u>

- (a) Refere-se à consolidação de débitos tributários com vencimentos até 28/02/2003, no Parcelamento Especial - PAES, sobre os quais incidem juros mensais equivalentes à variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP. Em 11 de setembro de 2006, a Companhia e suas controladas formalizaram suas exclusões no Parcelamento Especial - PAES, para refinanciamento da dívida fiscal nos moldes do art. 1º da MP 303, de 29 de junho de 2006, permanecendo o parcelamento referente ao FNDE.
- (b) Refere-se aos impostos e contribuições correntes e retenções com vencimento no exercício seguinte.
- (c) Parcelamentos de ICMS das controladas junto às receitas estaduais com parcelas entre 36 e 100 meses e com vencimento da última ocorrendo em março de 2014, corrigidas pela Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP e SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia.
- (d) Tributos federais transferidos por responsabilidade solidária à Controlada Caiuá - Distribuição de Energia S.A. no processo de desverticalização nos termos da Lei nº 10.848/2004 e Resolução Autorizativa ANEEL nº 309, de 05/09/2005.
- (e) Parcelamento Excepcional - A Companhia e suas controladas aderiram em setembro de 2006, ao Parcelamento Excepcional - PAEX, instituído pela Medida Provisória nº 303, de 29 de junho de 2006, que trata de parcelamento de débitos de pessoas jurídicas junto à Secretaria da Receita Federal - SRF, à Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN e ao Instituto Nacional do Seguro Social - INSS, em 130 parcelas mensais e sucessivas (SRF/PGFN), corrigidas pela TJLP para os débitos com vencimento até 28 de fevereiro de 2003 e em 120 parcelas mensais e sucessivas (IRPJ, CSLL, COFINS, PIS, CPMF, INSS e multa), corrigidas pela SELIC para os débitos com vencimento entre 1º de março de 2003 e 31 de dezembro de 2005, constituídos ou não, inscritos ou não, em Dívida Ativa da União ou do INSS, mesmo que discutidos judicialmente em ação proposta pelo sujeito passivo ou em fase de execução fiscal ajuizada, inclusive aos débitos que tenham sido objeto de parcelamento anterior, não integralmente quitado, ainda que cancelado por falta de pagamento.

O saldo da dívida consolidada do PAEX pela Companhia diverge em R\$45.882 do saldo consolidado pela RFB em 31 de dezembro de 2007. A Companhia entrou com contestações com relação às divergências por meio de solicitação de revisão dos débitos consolidados no PAEX-SRDC.

O débito consolidado em 130 parcelas mensais de acordo com o disposto no artigo 1º da Medida Provisória nº 303, de 29 de junho de 2006, está sendo pago desde setembro de 2006, as parcelas do débito consolidado pagas no exercício findo em 31 de dezembro de 2007, montam em R\$2.260 (principal de R\$2.119 e encargos de R\$141) na Companhia e R\$27.140 (principal R\$25.703 e encargos de R\$1.437) no Consolidado.

Sobre o saldo devedor incidem juros mensais equivalentes à variação da TJLP.

O valor total referente ao PAEX 130 meses é composto por:

Tributos	Companhia				Consolidado			
			2007	2006			2007	2006
	Principal	Encargos	Total	Total	Principal	Encargos	Total	Total
PIS	713	58	771	3.063	38.855	3.178	42.033	40.795
COFINS	4.917	397	5.314	6.501	112.933	9.300	122.233	117.140
IRPJ	-	-	-	5.249	30.242	2.446	32.688	31.061
CSLL	1.448	117	1.565	1.914	12.885	1.041	13.926	13.318
CPMF	-	-	-	-	-	-	-	14.958
PGFN	-	-	-	-	66	5	71	76
INSS	-	-	-	-	7.577	613	8.190	8.523
Total	7.078	572	7.650	16.727	202.558	16.583	219.141	225.871

O débito consolidado em 120 parcelas mensais de acordo com o disposto no artigo 8º da Medida Provisória nº 303, de 29 de junho de 2006, está sendo pago desde setembro de 2006, as parcelas do débito consolidado pagas no exercício findo em 31 de dezembro de 2007, montam em R\$90.002 (principal de R\$81.979 e encargos de R\$8.023) no consolidado.

Sobre o saldo devedor incidem juros mensais equivalentes à variação da SELIC.

O valor total referente ao PAEX 120 meses é composto por:

	Companhia				Consolidado			
			2007	2006			2007	2006
	Principal	Encargos	Total	Total	Principal	Encargos	Total	Total
Tributos								
PIS	1.606	233	1.839	1.802	81.595	11.445	93.040	91.835
COFINS	18.206	2.642	20.848	20.441	367.730	53.409	421.139	416.556
IRPJ	-	-	-	-	85.131	12.409	97.540	102.192
CSLL	-	-	-	-	29.427	4.300	33.727	34.539
CPMF	-	-	-	-	10.943	1.592	12.535	17.359
Multa	-	-	-	(8)	-	-	-	19.650
PGFN	-	-	-	-	190.685	27.793	218.478	219.713
INSS	-	-	-	-	6.212	901	7.113	7.147
Soma	19.812	2.875	22.687	22.235	771.723	111.849	883.572	908.991
Desverticalização	(19.812)	(2.875)	(22.687)	(22.235)	(19.812)	(2.875)	(22.687)	(22.235)
Total	-	-	-	-	751.911	108.974	860.885	886.756

22. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS

a. Composição:

	Companhia					
	2007			2006		
	Principal		Encargos da Dívida	Principal		Encargos da Dívida
	Encargos da Dívida	Circulante		Encargos da Dívida	Circulante	
Moeda nacional:						
BNDDES	830	20.345	201.565	2.193	69.375	421.872
Enemmat	6.148	2.148	16.592	5.114	2.148	21.785
Capital de giro	839	2.000	100.000	8.778	87.973	101.490
Subtotal	7.817	24.493	318.157	16.085	159.496	545.147
Moeda estrangeira:						
Bônus Perpétuos	-	-	1.018.497	-	-	-
Subtotal	-	-	1.018.497	-	-	-
Total de Empréstimos	7.817	24.493	1.336.654	16.085	159.496	545.147

Consolidado						
2007			2006			
	Encargos da Dívida	Principal		Encargos da Dívida	Principal	
		Circulante	Não Circulante		Circulante	Não Circulante
Moeda nacional:						
BNDES	1.167	56.437	245.984	2.443	96.213	448.710
Eletrobrás	1.657	45.966	390.037	1.428	33.725	279.498
Enernat	6.148	2.148	16.592	5.114	2.148	21.785
Finame	15	869	2.942	6	748	561
FDE	-	2.416	5.986	37	2.261	7.868
FIDC	-	-	-	1.216	22.938	87.162
Capital de giro	15.247	178.328	642.014	42.648	421.187	390.498
Investimentos	1.275		90.000	-	-	-
BASA	1.715	5.812	10.252	-	-	-
FINEM	144	6.102	29.615	-	-	-
Subtotal	27.368	298.078	1.433.422	52.892	579.220	1.236.082
Moeda estrangeira:						
Notes Units	2.301	-	64.123	7.900	-	213.800
BID	4.859	-	450.796	4.704	-	383.771
Tesouro Nacional	1.554	9.272	101.394	2.110	11.153	133.116
Bônus Perpétuos	-	-	1.018.497	-	-	-
Subtotal	8.714	9.272	1.634.810	14.714	11.153	730.687
Total de empréstimos	<u>36.082</u>	<u>307.350</u>	<u>3.068.232</u>	<u>67.606</u>	<u>590.373</u>	<u>1.966.769</u>

b. As parcelas do não circulante (principal e encargos) têm os seguintes vencimentos:

Companhia:

		<u>Moeda Nacional</u>	<u>Moeda Estrangeira</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>
A partir de	2008	-	-	-	329.790
	2009	34.102	-	34.102	32.974
	2010	62.070	-	62.070	40.913
	2011	44.693	-	44.693	24.604
	2012	44.693	-	44.693	24.604
	2013	44.693	-	44.693	24.603
	2014	44.693	-	44.693	24.603
	2015	24.693	-	24.693	24.603
	2016	18.520	-	18.520	18.453
Subtotal		318.157	-	318.157	545.147
Bônus Perpétuo		-	1.018.497	1.018.497	-
Total		<u>318.157</u>	<u>1.018.497</u>	<u>1.336.654</u>	<u>545.147</u>

Consolidado:

		<u>Moeda Nacional</u>	<u>Moeda Estrangeira</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>
A partir de	2008	-	-	-	615.589
	2009	271.999	48.955	320.954	219.413
	2010	253.510	121.436	374.946	281.469
	2011	226.486	134.153	360.639	244.069
	2012	261.466	1.124.853	1.386.319	218.643
	2013	146.226	51.495	197.721	106.678
	2014	106.774	47.942	154.716	95.426
	2015	48.698	31.103	79.801	66.088
	2016	39.279	6.665	45.944	29.464
	2017	15.302	-	15.302	6.177
	2018	8.354	-	8.354	1.448
Após	2018	55.328	68.208	123.536	82.305
Total		<u>1.433.422</u>	<u>1.634.810</u>	<u>3.068.232</u>	<u>1.966.769</u>

A composição do saldo devedor por moeda/indexador é a seguinte:

Moeda/Indexador	2007		2006	
Companhia	R\$	%	R\$	%
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano	1.018.497	100,00	-	-
Subtotal	1.018.497	100,00	-	-
Moeda Nacional:				
URTJLP	222.740	63,56	493.440	68,46
Pré-fixado	-	-	757	0,11
IGP-M	24.888	7,10	29.047	4,03
CDI	102.839	29,34	197.484	27,40
Subtotal	350.467	100,00	720.728	100,00
Total	1.368.964		720.728	

Consolidado	2007		2006	
	R\$	%	R\$	%
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano	1.652.796	100,00	756.554	100,00
Subtotal	1.652.796	100,00	756.554	100,00
Moeda Nacional:				
URTJLP	343.276	19,52	548.681	29,37
Ufir	238.613	13,57	215.468	11,53
CDI	924.843	52,58	962.621	51,53
IGP-M	24.888	1,41	29.228	1,57
TJLP	8.403	0,48	10.166	0,54
Finel	5.123	0,29	6.403	0,34
Pré-fixado	211.703	12,04	95.627	5,12
Poupança	2.019	0,11	-	-
Subtotal	1.758.868	100,00	1.868.194	100,00
Total	3.411.664		2.624.748	

- c. Os indexadores, base de atualização dos empréstimos e financiamentos, apresentaram as seguintes variações durante o exercício:

Moeda/indexador	Variação %	
	2007	2006
US\$ (dólar norte-americano)	(17,15)	(8,66)
URTJLP (Unidade de Referência - Taxa de Juros de Longo Prazo)	0,36	1,54
CDI (Certificado de Depósito Interbancário)	11,81	15,04
TJLP (Taxa de Juros Longo Prazo)	6,37	7,86
Finel (Fundo de Financiamento da Eletrobrás)	1,51	0,57
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado)	7,75	3,85
Poupança	7,70	7,54

- d. Detalhamento dos empréstimos e financiamentos:

Companhia:

Moeda nacional

1. BNDES - Contratos para investimentos em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, sobre os quais incidem juros à taxa de 4% ao ano acima da TJLP, com vencimento final em agosto de 2010.
- a. Contrato de confissão, reescalonamento e consolidação de dívidas junto ao BNDES (Vide item b detalhamento dos empréstimos e financiamentos consolidado).
2. Capital de giro-diversos-Contratos com taxas de juros entre 1,50% a.a. e 6,17% a.a. acrescidas de CDI e com vencimento da última parcela ocorrendo em 29 de dezembro de 2014.
3. A assunção de dívida da controlada indireta Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT junto à Enermat Investimentos e Participações S.A. conforme instrumento de Assunção de Dívida firmado em 12 de agosto de 2004, decorrente da operação de alienação da controlada indireta Itamarati Norte S.A. - Agropecuária, com amortização em 6 parcelas anuais, vencimento final em julho de 2010 e à taxa de IGPM mais 6% ao ano.

Moeda Estrangeira

1. Bônus Perpétuos - Emissão no valor de US\$575.000 (quinhentos e setenta e cinco milhões de dólares norte-americanos), sendo a primeira emissão no montante de US\$400.000 (quatrocentos milhões de dólares norte-americanos) e a segunda no montante de US\$175.000 (cento e setenta e cinco milhões de dólares norte-americanos) para colocação no mercado internacional junto a investidores institucionais estrangeiros qualificados, em conformidade com isenções estabelecidas de acordo com o Securities Act of 1933, conforme alterado, dos Estados Unidos da América, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de qualquer registro de distribuição no exterior, inclusive perante a Securities Exchange Commission dos Estados Unidos da América (SEC) (os "Bônus"). Os bônus foram emitidos a uma taxa de 11,125% ao ano, com pagamentos trimestrais, não possuem data de vencimento e poderão, por opção da Companhia, serem resgatados a partir de 2 de abril de 2012, em qualquer data de pagamento de juros. Com essa emissão de "Bônus Perpétuos", a Companhia altera a sua dívida de curto prazo, por um perfil de dívida mais alongado.

Consolidado:

Moeda nacional

1. BNDES - substancialmente representados por contratos relacionados às seguintes finalidades:
 - a. Empréstimos obtidos pela controlada indireta CELPA, destinados a investimentos no Sistema Tramoeste, Baixo Tocantins, obras em subestações e de distribuição, sobre os quais incidem juros de 11% ao ano, com vencimento final em 15/12/2008.
 - b. Reestruturação financeira: Assunção pela Controladora Rede Empresas de Energia Elétrica S.A. em 30/11/2006 conforme Decisão nº DIR1005/2006-BNDES, das dívidas da EEVP e da DENERGE, decorrentes dos contratos de financiamento nºs 97.2.514.31 (EEVP), 03.2.398.3.1 (DENERGE); 04.2.179.3.1 (DENERGE) e do subcrédito "D" (/047) do Contrato de Financiamento nº 98.2.022.3.1 (EEVP), no montante total de R\$201.842, bem como sua consolidação e reescalonamento, conforme condições abaixo:
 - Subcrédito "B": R\$185.014
 - Subcrédito "C": R\$16.828

Prazos de amortização:

- Subcréditos “B” e “C”: em 40 prestações trimestrais, com a seguinte progressividade:
 - 15% em 12 prestações trimestrais e sucessivas, cada uma no valor do principal vencendo desse percentual, dividido pelo número dessas prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira em 15/12/2006 e a última em 15/09/2009.
 - 85% em 28 prestações trimestrais e sucessivas, cada uma no valor do principal vencendo desse percentual, dividido pelo número dessas prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira em 15/12/2009 e a última em 15/09/2016.

Juros para Subcréditos “B”:

- 4% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP; juros exigíveis com relação ao Subcrédito “B”, trimestralmente, a partir 15/12/2006, juntamente com as prestações do principal.

Juros para Subcréditos “C”:

- 5% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP; juros exigíveis trimestralmente, a partir de 15/12/2006, e juntamente com as prestações do principal.

Garantias: penhor de ações das controladas e controladoras.

2. Eletrobrás - substancialmente representados por contratos relacionados às seguintes finalidades:
 - a. Programas Luz no Campo e Luz para Todos, nas controladas CELPA, CEMAT e CELTINS, nos montantes de R\$137.094, R\$249.641 e R\$35.427, em 31 de dezembro de 2007, respectivamente, todos com prazo de carência de 24 meses e prazo de amortização em 120 meses acrescidos da taxa de juros de 6% a.a., com amortização mensal.
 - b. Eletrobrás - programas tomados para expansão dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, na controlada CEMAT, cujo montante em 31 de dezembro de 2007 é de R\$5.842. O contrato inicial é datado de 01/07/1996 e a data de vencimento do último contrato ocorrerá em 15/08/2022, com taxas de juros que variam de 6% a 9% a.a., mais a variação da Ufir, Finel e IGPM. Todos os contratos com carência de 2 anos.
3. Finame - investimentos no sistema de transmissão, distribuição e comercialização na controlada CEMAT. As taxas de juros entre 4,30% e 5% a.a., mais a variação da URTJLP, a forma de amortização é mensal e com vencimento da última parcela ocorrendo em 17/09/2012.

4. Capital de giro

- a. Capital de giro - Em sua totalidade em moeda nacional, com taxas de juros entre 1,21% a.a. e 6,17% a.a. acrescidas de CDI e com vencimento da última parcela ocorrendo em 29/12/2014 e para moeda estrangeira, taxa de juros de 9,50% a.a., mais IGPM, ocorrendo o último vencimento em 15/05/2015.

Investimentos:

- a. A Controlada CEMAT, em 20 de junho de 2007, firma contrato de empréstimo junto ao Banco Bradesco S.A., até o limite de R\$96.790, sendo liberados R\$40.000 milhões no ato, esses recursos destinam-se para investimentos em construções de LT's e ampliações de SE's. As amortizações de principal serão em 42 parcelas, com carência de 18 meses e vencimento final ocorrendo em 11 de junho de 2012, o custo da operação é de CDI mais 2% a.a.
- A segunda liberação no montante de R\$14.000 ocorreu em 20 de julho de 2007.
 - A terceira liberação no montante de R\$10.000 ocorreu em 9 de agosto de 2007.
 - A quarta liberação no montante de R\$10.000 ocorreu em 10 de setembro de 2007.
 - A quinta liberação no montante de R\$16.000 ocorreu em 5 de dezembro de 2007.

5. Empréstimos Investco S.A.:

Em dezembro de 2007 a controlada indireta Investco S.A. passou a integrar as demonstrações consolidadas da Rede Empresas de Energia Elétrica S.A., por se tratar de uma companhia com o controle compartilhado, os saldos dos empréstimos e financiamentos representam o percentual de 39,64%, equivalente à participação da Rede Empresas de Energia Elétrica S.A. e sua controlada direta Rede Lajeado S.A., no capital social desta Companhia.

Moeda estrangeira

1. As controladas Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA e Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, efetuaram uma emissão de US\$100 milhões em 14 de fevereiro de 2006, sendo US\$50 milhões de responsabilidade da CELPA e US\$50 milhões da CEMAT. As "Notes Units", assim definidas, terão prazo total para liquidação de 6 anos, sendo 3 anos de carência e 3 anos para amortização do principal. O custo da captação foi 9,5% ao ano, acrescido da variação cambial, com pagamento de juros semestrais. Cabe acrescentar que o montante do principal dessa operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de instrumentos derivativos em reais.

Em 8 de agosto de 2007, as controladas Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT e Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, em cumprimento ao disposto na Instrução CVM nº 358, de 03/01/2002, publicaram "Fato Relevante" informando que foi concluída com sucesso a oferta de recompra das *Notes Units* com juros de 9,50% e vencimento em 2012 (as "Units") emitidas pelas Companhias no mercado externo em 14 de fevereiro de 2006, em conformidade com as isenções estabelecidas de acordo com o *Securities Act of 1933*, conforme alterado, dos Estados Unidos da América, objeto do Fato Relevante de 11 de julho de 2007. Foi objeto de aceitação pelas Companhias a recompra das Units da totalidade dos investidores que aderiram à oferta, representando 63,8% das Units em circulação, no valor principal de US\$31.899 milhões, de um valor principal total de US\$50 milhões, parte ideal de cada Companhia.

2. A Controlada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, em 25 de julho de 2006, toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$89.500 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$114.500. Do total liberado, US\$50.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$39.500 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Societé Generale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais seis para amortização do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais três anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A é de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. O principal da operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial (Swap) a taxas que variam entre IGPM acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,39% a.a.
3. A Controlada Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, em 25 de julho de 2006, toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$100.000 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$135.000. Do total liberado, US\$40.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$60.000 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Societé Generale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais seis para amortização do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais três anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A é de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. O principal da operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial (Swap) a taxas que variam entre IGPM acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,50% a.a.

4. A Controlada Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, em 24 de abril de 2007, toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$55.000 milhões como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$80.000 milhões, do total liberado, US\$35.000 milhões são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$20.000 milhões são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Societé Generale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais seis para amortização do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais três anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A é de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,5% a.a.
5. Tesouro nacional: reestruturação de dívida externa, nas controladas CEMAT e CELPA, como segue:

CEMAT: acordos estruturados em 18/03/1998 e 22/09/1999, com taxas de juros que variam de 6,02% a 8,20% a.a., mais taxa Libor semestral e variação cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em 15/04/2024. A forma de amortização é semestral.

CELPA: acordo estruturado em 31/12/1997, com taxas de juros que variam de 4,3% a 11% a.a., mais taxa Libor semestral e variação cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em 15/04/2024. A forma de amortização é semestral e final.

Garantias

Os empréstimos e financiamentos estão garantidos por alienação fiduciária dos bens financiados, notas promissórias, avais dos acionistas controladores e receitas futuras de fornecimento de energia elétrica.

e. Movimentação de empréstimos e financiamentos:

Companhia: Moeda nacional	Encargos da Dívida	Principal	
		Circulante	Não Circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2006	16.085	159.496	545.147
Ingressos	-	129.385	119.571
Encargos	40.373	691	4.888
Variações monetárias	577	202	2.432
Transferências	23.943	345.038	(368.981)
Transf. Ctr. alongamento de prazo	-	(15.100)	15.100
Pagamentos	(73.161)	(595.219)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2007	7.817	24.493	318.157
Moeda Estrangeira			
Saldo em 31 de dezembro de 2006	-	-	1.266.102
Ingressos	-	-	-
Encargos	83.737	-	-
Variações Cambiais	(281)	(1.372)	(118.888)
Transferências	-	128.717	(128.717)
Pagamentos	(83.456)	(127.345)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2007	-	-	1.018.497
Saldo total em 31 de dezembro de 2007	7.817	24.493	1.336.654
Consolidado:			
Moeda nacional	Encargos da Dívida	Principal	
		Circulante	Não Circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2006	52.892	579.220	1.236.082
Ingressos	-	222.486	906.512
Encargos	165.207	1.283	18.824
Ingressos de Controlada - Investco S.A.	2.095	25.058	84.287
Variações monetárias	578	286	3.065
Transferências	39.509	810.939	(850.448)
Transf. Ctr. alongamento de prazo	-	(35.100)	35.100
Pagamentos	(232.913)	(1.306.094)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2007	27.368	298.078	1.433.422
Moeda Estrangeira			
Saldo em 31 de dezembro de 2006	14.714	11.153	730.687
Ingressos	-	-	1.413.537
Encargos	152.604	-	-
Variações Cambiais	(1.091)	(3.253)	(248.189)
Transferências	-	261.225	(261.225)
Pagamentos	(157.513)	(259.853)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2007	8.714	9.272	1.634.810
Saldo total em 31 de dezembro de 2007	36.082	307.350	3.068.232

f. Condições restritivas

Determinados contratos de empréstimos e financiamentos estão sujeitos a certas condições restritivas e contemplam cláusulas que requerem que a Companhia e suas controladas mantenham determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos.

No entendimento da Administração da Companhia e suas controladas, essas condições restritivas e cláusulas vêm sendo adequadamente atendidas.

23. DEBÊNTURES

a. Composição:

Companhia								
Debêntures	Série	Quantidade de Títulos Emitidos	Remuneração	Encargos		Principal	2007	2006
				Circulante	Circulante	Não Circulante	Total	Total
Simplex	UN	13.253	10% aa	55	14.685		14.740	39.884
1ª Emissão	UN	3.734.980	8,5% aa	-	-		-	11.191
2ª Emissão	UN	3.734.931	11,5% aa	-	-		-	56.072
3ª Emissão	UN	167.000	IGPM + 12,5% aa	-	-		-	50.761
				55	14.685	-	14.740	157.908

Consolidado								
Debêntures	Série	Quantidade de Títulos Emitidos	Remuneração	Encargos		Principal	2007	2006
				Circulante	Circulante	Não Circulante	Total	Total
Simplex	UN	13.253	10% aa	55	14.685		14.740	39.884
1ª Emissão	UN	3.734.980	8,5% aa	-	-		-	11.191
2ª Emissão	UN	3.734.931	11,5% aa	-	-		-	56.072
3ª Emissão	UN	167.000	IGPM + 12,5% aa	-	-		-	50.761
1ª Emissão	UN	25.000	IGPM + 12,80% aa	880	14.041	38.437	53.358	
				935	28.726	38.437	68.098	157.908

b. As parcelas do não circulante (principal e encargos) têm os seguintes vencimentos:

Companhia:

Moeda Nacional	2007	2006
A partir de 2008	-	14.632
Total	-	14.632

Consolidado:

Moeda Nacional	2007	2006
A partir de 2008		14.632
2009	12.809	
2010	12.808	
2011	12.820	
Total	38.437	14.632

c. A composição do saldo devedor por moeda/indexador é a seguinte:

<u>Moeda/Indexador</u>				
Companhia	2007		2006	
	R\$	%	R\$	%
Moeda Nacional:				
URTJLP	14.740	100,00	107.147	67,85
IGP-M	-	-	50.761	32,15
Total	14.740	100,00	157.908	100,00
Consolidado	2007		2006	
	R\$	%	R\$	%
Moeda Nacional:				
URTJLP	14.740	21,65	107.147	67,85
IGP-M	53.358	78,35	50.761	32,15
Total	68.098	100,00	157.908	100,00

d. Os indexadores, base de atualização das debêntures, apresentaram as seguintes variações durante o exercício:

<u>Moeda/indexador</u>	<u>Variação %</u>	
	2007	2006
URTJLP (Unidade de Referência - Taxa de Juros de Longo Prazo)	0,36	1,54
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado)	7,75	3,85

e. Detalhamento das debêntures:

Companhia:

Moeda nacional

Série Única - Emissão de 13.253 debêntures em 15/10/1998, no montante de R\$133.293, nominativas não conversíveis em ações com taxa de juros de 10% a.a., as quais foram capitalizadas até 15/07/1999, subscritas integralmente pelo BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Social, com garantia flutuante, amortização em parcelas mensais, com vencimento final em 15/07/2008.

Consolidado:

Moeda nacional

Debêntures Investco S.A.:

Em dezembro de 2007 a controlada indireta Investco S.A. passou a integrar as demonstrações consolidadas da Rede Empresas de Energia Elétrica S.A., por se tratar de uma companhia com o controle compartilhado, o saldo da debêntures representa o percentual de 39,64%, equivalente à participação da Rede Empresas de Energia Elétrica S.A. e sua controlada direta Rede Lajeado S.A., no capital social desta Companhia.

Debêntures não conversíveis: emissão de 25.000 debêntures em fevereiro de 2002, no valor nominal unitário de R\$10.000,00, com vencimento em 1º de novembro de 2011, atualizadas pelo IGPM mais juros de 10,50% a.a. Essas debêntures possuem fiança solidária da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. e da EDP - Eletricidade de Portugal. Os recursos captados, por meio das referidas debêntures, foram destinados a investimentos no ativo fixo e no capital de giro para conclusão de UHE Luiz Eduardo Magalhães (UHE Lajeado).

f. Movimentação das debêntures:

Companhia:

Moeda nacional:

	Encargos da Dívida	Principal Circulante	Principal Não Circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2006	13.708	129.568	14.632
Ingressos	-	-	-
Encargos	12.854	-	-
Variações monetárias	2.964	236	23
Transferências	-	14.655	(14.655)
Pagamentos	(29.471)	(129.774)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2007	55	14.685	-

Consolidado:

Moeda nacional:

	Encargos da Dívida	Principal Circulante	Principal Não Circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2006	13.708	129.568	14.632
Ingressos	-	-	-
Encargos	12.854	-	-
Ingressos de Controlada - Investco S.A.	880	14.041	38.437
Variações monetárias	2.964	236	23
Transferências	-	14.655	(14.655)
Pagamentos	(29.471)	(129.774)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2007	935	28.726	38.437

24. TAXAS REGULAMENTARES

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
CIRCULANTE:		
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	1.375	13
Quota de reserva global de reversão - RGR	3.156	2.613
Quota da conta de consumo de combustível - CCC	8.150	22.302
Fundo Nacional Des. Científico Tecnológico - FNDCTE	7.297	13.308
Pesquisa e Des. Científico e Tecnológico	15.106	11.097
Programa de Eficiência Energética - PEE	54.855	41.294
Estudo de Pesquisa Energética - EPE	6.107	5.097
Instituições de Pesquisas	28.502	19.814
M.M.E.	3.761	9.705
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia Elétrica-Proinfa	1.025	456
Conta de desenvolvimento energético - CDE	6.211	5.864
Taxa de fiscalização - ANEEL	<u>743</u>	<u>724</u>
	136.288	132.287
Parcelamento:		
Quota de reserva global de reversão - RGR	-	1.271
Quota da conta de consumo de combustível - CCC	-	2.483
Conta de desenvolvimento energético - CDE	<u>-</u>	<u>1.038</u>
	-	4.792
Total	<u>136.288</u>	<u>137.079</u>

25. PROVISÃO PARA PASSIVOS CONTINGENTES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Está representada da seguinte forma:

Consolidado	2007			2006			
	Provisão			Provisão			
	No Exercício	Saldo Acumulado	Depósitos judiciais	No Exercício	Saldo Acumulado	Depósitos judiciais	
Cíveis - Consumidores (a)	(425)	7.578	12.228	(2.617)	8.003	4.748	
Trabalhistas (b)	(1.269)	12.828	30.664	849	14.097	24.517	
Fiscais:							
COFINS (d)	-	-	856	(28.882)	-	-	
PIS (d)	-	-	705	(16.226)	-	705	
Imposto de renda (d)	-	-	1.507	(16.404)	-	1.354	
Contribuição social (d)	-	-	425	(2.088)	-	39	
CPMF (d)	-	-	-	(1.089)	-	-	
Previdência social	-	-	135	-	-	135	
ICMS	-	-	2.693	-	-	1.489	
Outros	-	-	87	(1.464)	-	87	
	-	-	6.408	(66.153)	-	3.809	
	<u>(1.694)</u>	<u>20.406</u>	<u>49.300</u>	<u>(67.921)</u>	<u>22.100</u>	<u>33.074</u>	
				Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2006				8.003	14.097	-	22.100
Constituição				1.108	1.017	6.724	8.849
Baixas/reversão				(2.706)	(2.298)	(6.724)	(11.728)
Atualização				1.172	13	-	1.185
Saldo em 31 de dezembro de 2007				7.577	12.829	-	20.406
Contingências passivas:							
Possível				8.021	9.534	36.626	54.181

- (a) As ações judiciais de natureza cível referem-se, de maneira geral, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; à cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos medidores de energia elétrica, ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia; bem como ações em que consumidores pretendem devolução de valores, em razão do aumento das tarifas de energia determinado pelas Portarias 38 e 45/86, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no período de congelamento de preços do Plano Cruzado.

- (b) As ações judiciais de natureza trabalhista referem-se, de maneira geral, a discussões de ex-empregados pretendendo recebimento de horas extras, de adicional de periculosidade, de horas de sobreaviso, bem como indenizações por danos decorrentes de acidente no trabalho, cobrança de multa do FGTS em decorrência da Lei Complementar nº 110/2001, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pelas Companhias reclamando responsabilidade solidária por verbas rescisórias.

Foram provisionadas as contingências representadas pelas citadas ações judiciais cíveis e trabalhistas com chances prováveis de perda pelas Companhias, conforme avaliação de seus advogados. De maneira geral, estimamos em cerca de 2 a 3 anos, em média, o prazo para que referidas ações com chances prováveis de perda tenham julgamento final e haja o efetivo desembolso pelas Companhias dos valores provisionados, na hipótese de a Companhia ser vencida nas ações.

- (c) As suas controladas também apresentaram os valores de suas contingências passivas, cujas chances de êxito são possíveis. Por entendermos razoáveis as chances de êxito, não houve provisionamento de referidos valores e, caso referidas contingências venham a representar perda, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que haja o desembolso pelas Companhias.

Entre os procedimentos de natureza tributária, está em curso na controlada CEMAT processo administrativo decorrente de Auto de Infração e Imposição de Multa - AIIM nº 16741001600003200516, processo nº 16/06, em trâmite perante a Agência Fazendária de Cuiabá/MT (OS 5811/06). O auto de infração refere-se a (i) suposto crédito indevido do diferencial de alíquota de ICMS relativo à aquisição de mercadorias destinadas ao ativo permanente da empresa, (ii) suposto crédito indevido de ICMS incidente na aquisição de energia elétrica para consumo próprio e (iii) suposto crédito indevido de ICMS incidente na compra de óleo diesel nas operações beneficiadas por subsídio financeiro. Somente a infração listada no item (ii) acima tinha probabilidade de perda possível, no valor de R\$9.882, diante disso a empresa confessou a dívida, aproveitando um benefício de redução de 95% de juros e multas, e procedeu à quitação do referido débito em outubro de 2007. As demais infrações têm probabilidade de perda remota. Se a Companhia não sair vencedora nesse processo administrativo, ingressará com ação judicial para anular referido auto de infração.

As controladas CELTINS e CFLO sofreram autuação pela Secretaria da Receita Federal, com a aplicação de multa isolada por alegada compensação de tributos de forma não autorizada pela legislação. Foi apresentada impugnação e recurso que aguardam julgamento na esfera administrativa e que estimamos, tenham julgamento em aproximadamente 2 anos. Caso a decisão na esfera administrativa seja desfavorável, a Companhia ingressará com ação judicial visando à anulação de referida autuação.

A controlada EEB sofreu autuação pela Secretaria da Receita Federal, em razão de considerar não dedutíveis determinadas despesas financeiras decorrentes de empréstimos tomados. Foi apresentada impugnação que aguarda julgamento na esfera administrativa. Estima-se em aproximadamente 3 anos a decisão final administrativa. Caso a decisão na esfera administrativa seja desfavorável, a Controlada ingressará com ação judicial visando à anulação da autuação.

- (d) Em setembro de 2006, a Companhia e suas controladas aderiram ao Parcelamento Excepcional (PAEX) de tributos e encargos federais, instituído pela Medida Provisória nº 303/2006, tendo incluído no parcelamento valores de tributos e encargos federais em discussão administrativa ou judicial com a Secretaria da Receita Federal, em que eram remotas e, em alguns casos, em que eram possíveis as chances de êxito da Companhia e de suas controladas, razão pela qual houve desistência de referidos processos administrativos ou judiciais, permanecendo em curso os processos administrativos e judiciais em que são prováveis as chances de êxito da Companhia (vide nota explicativa nº 20).

26. INDENIZAÇÃO TRABALHISTA - PLANO BRESSER

Em 21 de dezembro de 2004 a Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará, firmaram acordo referente à ação judicial que transitava na 4ª Vara Trabalhista de Belém do Pará, movida pelo Sindicato, que pleiteava 26,06% de reajuste sobre os salários congelados em junho/1987, denominado Plano Bresser, homologado em todos os termos da petição.

O valor homologado no acordo corresponde ao montante de R\$370.000, sujeito à atualização pela variação acumulada do INPC/IBGE, pagável mensalmente até 25 de agosto de 2012, da seguinte forma:

Em 2008 R\$48.893, em 2009 R\$77.734, em 2010 R\$55.082, em 2011 R\$55.082, em 2012 R\$73.215.

No exercício de 2007 o impacto no resultado da Companhia relativo à atualização monetária foi de R\$15.428 (R\$6.905 em 2006).

27. OUTROS PASSIVOS

Consolidado	Circulante		Não circulante	
	2007	2006	2007	2006
Convênios de Arrecadação	2.729	3.299	-	-
Taxa de iluminação pública	12.804	12.439	-	-
Conta paga em duplicidade	9.077	6.829	-	-
Adiantamento de consumidores	16.088	4.650	-	-
Eletrobrás-principal e Juros Emp. Compulsório	1.286	1.567	-	-
Previdência Privada-Contribuição normal	1.629	1.143	-	-
Previdência Privada-Dívida (nota 38 d)	8.043	14.876	32.270	36.719
Encargos Tarifários (a)	7.608	6.728	-	-
Aquisição de acervo	56	56	2.937	2.937
Reserva para reversão/amortização (b)	-	-	7.283	7.324
Enerpeixe	1.735	1.735	-	-
Obrigações estimadas	-	-	-	-
Subvenção ICMS - CCC (c)	-	-	98.187	98.496
Operações com Swap (e)	2.340	-	219.641	43.349
IOF a reembolsar	110	21.026	-	-
Outros Credores (d)	3.355	21.308	1.385	1.438
Outros	3.107	5.794	23.734	16.682
	<u>69.967</u>	<u>101.450</u>	<u>385.437</u>	<u>206.945</u>

(a) Refere-se a Encargos de Capacidade Emergencial no Consolidado e Encargos de Aquisição de Energia Elétrica.

(b) Refere-se a recursos das controladas aplicados até 31 de dezembro de 1971, na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica, nos termos do regulamento da legislação vigente.

- (c) Refere-se ao ressarcimento do ICMS de combustíveis por conta da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC às empresas com geração térmica que atuam no sistema isolado, impossibilitadas de compensar integralmente o ICMS, com débitos apurados na venda de energia elétrica. O artigo 86, da Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, que altera o artigo 8º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, estabeleceu que a CCC assumisse esse ônus totalmente no ano de 2004 e parcialmente durante os anos de 2005 a 2008. Na controlada CELPA, o valor é de R\$50.766 e na CEMAT é de R\$47.421.
- (d) Refere-se ao valor devido correspondente à aquisição de créditos registrados no realizável a longo prazo, cujos contratos estipulam que os pagamentos sejam feitos em 24 e 50 parcelas mensais e sucessivas.
- (e) Vide nota explicativa nº 39.

28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO - COMPANHIA

O capital social foi aumentado de R\$538.052 para R\$599.376, sendo o aumento de R\$61.324, realizado mediante emissão de 20.542.145 (vinte milhões quinhentos e quarenta e duas mil cento e quarenta e cinco) ações preferenciais nominativas, subscritas e integralizadas pelo acionista BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, em razão da conversão de debêntures emitidas nos termos das Escrituras Particulares da 1ª e 2ª Emissão de Debêntures Conversíveis em Ações Preferenciais da Companhia, conforme Ata da Assembléia Geral Extraordinária realizada em 29 de junho de 2007 e sua composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	174.772	79,03	4.665	5,58	179.437	58,87
Denerge - Desenvolvimento Energético S.A.	43.614	19,72	13.282	15,88	56.896	18,67
BNDES Participações S.A. - BNDESPAR	-	-	61.936	74,04	61.936	20,32
Outros	2.772	1,25	3.768	4,50	6.540	2,15
	<u>221.158</u>	<u>100,00</u>	<u>83.651</u>	<u>100,00</u>	<u>304.809</u>	<u>100,00</u>

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios equivalentes a 25% do lucro líquido ajustado. Os dividendos pagos às ações preferenciais correspondem a 10% superiores àqueles pagos às ações ordinárias.

Nas Assembléias Gerais, cada ação ordinária dá direito a um voto.

As ações preferenciais serão inconversíveis em ações ordinárias e não terão direito de voto nas Assembléias Gerais. Cada ação preferencial fará jus a:

- a. Recebimento de dividendos não cumulativos, no mínimo 10% (dez por cento) superiores aos atribuídos às ações ordinárias.

- b. Prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, em caso de liquidação da Companhia, e depois de reembolsadas as ações ordinárias, participação igualitária com essas últimas no rateio do excesso do patrimônio líquido que se verificar.
- c. Participação, em igualdade de condições, com as ações ordinárias na distribuição, pela Companhia, de lucros, bonificações ou outras vantagens, inclusive nos casos de aumentos de capital decorrentes de capitalização de reservas.

Reservas de capital:	2007	2006
Remuneração do imobilizado em curso	3.745	3.745
Doações e subvenções para investimentos	713	713
	<u>4.458</u>	<u>4.458</u>

29. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Consolidado

Classe de consumidor	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Residencial	2.757.755	2.639.925	4.738.182	4.431.043	1.847.959	1.726.991
Industrial	28.674	26.391	3.501.395	3.244.174	978.165	853.091
Comercial, serviços e outras atividades	276.713	262.799	2.821.650	2.625.141	1.194.455	1.104.617
Rural	246.823	186.390	941.338	809.552	235.803	195.021
Poder público	32.187	30.831	773.972	726.547	305.732	281.355
Iluminação pública	1.506	1.355	682.074	677.856	140.308	137.699
Serviço público	3.861	3.756	535.588	521.269	143.881	133.725
Consumo próprio	895	907	44.194	45.497	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	(24.296)	35.632
Receita do uso rede elétrica	-	-	-	-	96.495	81.162
Recomposição tarifária extraordinária	-	-	-	-	582	(55.024)
Redução receita baixa renda	-	-	-	-	80.515	79.564
Fornecimento não faturado - Reposição tarifária	-	-	-	-	(42.025)	35.695
Provisão redução tarifa irrigação	-	-	-	-	2.061	3.276
Fornecimento não faturado - Luz para Todos	-	-	-	-	15.278	-
Fornec. não faturado - RTE majoração	-	-	-	-	-	1.604
	<u>3.348.414</u>	<u>3.152.354</u>	<u>14.038.393</u>	<u>13.081.079</u>	<u>4.974.913</u>	<u>4.614.408</u>
Suprimento	-	-	924.392	835.112	113.987	100.242
Transmissão	-	-	-	-	-	407
Outras Receitas	-	-	-	-	90.768	60.016
	<u>3.348.414</u>	<u>3.152.354</u>	<u>14.962.785</u>	<u>13.916.191</u>	<u>5.179.668</u>	<u>4.775.073</u>

(*) Informações não auditadas

30. COMPRA E VENDA DE ENERGIA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CCEE

Nos exercícios de 2007 e 2006, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da CCEE, conforme a seguir demonstrado:

Consolidado	2007 MWh(*)	2006 MWh(*)	2007 R\$	2006 R\$
Compra de energia na CCEE	1.074.203	245.155	97.779	40.693
Venda de energia na CCEE	416.243	279.425	48.233	37.169

(*) informações não auditadas.

31. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

Consolidado

	2007 MWh(*)	2006 MWh(*)	2007 R\$	2006 R\$
Alvorada Energia S.A.	37.131	-	6.736	-
Apiacás Energia S.A.	80.273	20.213	17.569	4.434
Arapucel Ombreiras S.A.	2.581	123.401	310	14.370
Araputanga Centrais Elétricas S.A.	2.559	81.714	321	9.755
Braço Norte Energia S.A.	32.078	9.154	7.472	2.251
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	-	-	19.282	-
Cemig Geração e Transmissão S.A.	393.101	429.734	29.681	31.163
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Itaipú	517.497	580.051	50.746	46.762
Centrais Elét. do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	1.902.690	1.424.359	149.609	86.497
Cia. Energética de São Paulo - CESP	960.406	1.463.960	69.087	100.391
Cia. Est. Ger. Transm. de Energia Elétrica - CEEE	204.477	172.083	13.930	10.430
Cia. Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	2.252.356	1.916.919	143.593	108.862
Cia. Paulista de Força e Luz	55.200	-	14.376	-
COPEL Geração S.A.	1.027.383	949.437	76.813	64.601
Duke Energy Inter. Geração Paranapanema S.A.	422.951	1.046.091	33.937	82.604
Ecom Energia Ltda.	97.836	22.554	12.802	4.384
Elettram - Eletricidade da Amazônia S.A.	67.759	69.123	9.224	9.649
Enerpeixe S.A.	118.695	93.787	15.207	11.608
Enertrade Energia Ltda.	63.476	-	8.986	-
Furnas Centrais Elétricas S.A.	2.960.306	3.024.988	214.447	202.190
Global Energia Elétrica Ltda.	114.465	121.143	12.297	12.552
Guarantã Energética Ltda.	8.392	51.185	902	5.420
Isamu Ikeda Energia S.A.	130.425	31.513	23.585	5.601
Itamarati Norte S.A.	499.321	484.167	72.515	69.900
Light Energia S.A.	256.755	204.403	15.185	11.249
Maggi Energia S.A.	1.074	71.516	236	8.753
MCSD - Mec. de Comp. de Sobras e Déficit	261.868	-	17.311	-
Mineração Santa Elina Ltda.	170.856	175.846	13.697	14.394
Rio do Sangue Energia S.A.	161.177	-	20.827	-
Rosal Energia S.A.	262.798	262.800	32.009	30.984
Socibe Energia S.A.	96.612	24.922	17.584	4.430
VP Energia S.A.	35.969	-	7.818	-
Outros	517.180	831.519	59.519	77.461
Prog. de inc. fontes alternativas energia - Proinfá	151.517	-	24.964	10.698
Amortização de custos da Parcela A	-	-	25.670	17.802
(-)Diferimento de custos da Parcela A	-	-	(18.069)	(63.517)
(-)Parcela a compensar crédito PIS não cumul.	-	-	(22.521)	(24.314)
(-)Parcela a compensar crédito COFINS não cumul.	-	-	(93.196)	(112.113)
Total	13.867.164	13.686.582	1.104.463	859.251

(*) Informações não auditadas.

32. DESPESAS OPERACIONAIS

	Despesas Gerais e Administrativas		Outras Despesas Operacionais	
	2007	2006	2007	2006
Companhia				
Pessoal	-	2	-	-
Administradores	2.196	476	-	-
Serviço de Terceiros	3.576	2.934	-	-
Provisão (Liq. de Reversão)	-	-	(2.721)	-
Arrendamentos e Aluguéis	4	-	-	-
Seguros	485	245	-	-
Tributos	79	1.092	-	-
Outros	(3)	8	81	72
Total	6.337	4.757	(2.640)	72

	Despesas com Vendas		Despesas Gerais e Administrativas		Outras Despesas Operacionais	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Consolidado						
Pessoal	24.479	26.955	55.934	80.074	-	-
Administradores	-	-	24.313	20.712	-	-
Material	968	958	12.075	21.223	-	-
Serviço de Terceiros	102.772	95.632	110.156	122.802	3	3
Compensação Fin. P/utiliz. Recursos	-	-	-	-	7.496	10.575
Depreciação e Amortização	-	-	8.273	9.746	238	235
Arrendamentos e Aluguéis	269	1.145	13.406	17.744	-	-
Seguros	81	108	2.205	3.059	818	-
Tributos	867	785	4.278	32.421	9.492	9.516
Provisão (Liq. de Reversão)	(3.817)	18.317	-	-	(4.300)	(10.002)
Doações, contrib. e subvenções	-	-	-	-	9.497	6.662
Outros	36.987	1.218	6.491	14.133	1.914	175
Total	162.606	145.118	237.131	321.914	25.158	17.164

Despesas com pessoal

	<u>Despesas com Vendas</u>		<u>Despesas Gerais e Administrativas</u>	
	2007	2006	2007	2006
Remuneração	18.479	20.420	61.658	62.838
Encargos sociais - INSS	4.031	4.304	9.984	14.135
Encargos sociais - FGTS	1.349	1.473	3.274	4.017
Encargos sociais - Outros	230	174	906	873
Programa de inc. à aposentadoria e dem. voluntária	-	-	802	-
Contribuição como mantenedor da fundação	242	150	697	3.820
Indenização sobre o saldo do FGTS	148	434	1.558	1.284
(-) Transferências para ordens em curso	-	-	(22.945)	(6.893)
Total despesas com pessoal	<u>24.479</u>	<u>26.955</u>	<u>55.934</u>	<u>80.074</u>

33. OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS

	<u>Companhia</u>		<u>Consolidado</u>	
	2007	2006	2007	2006
Outras receitas financeiras				
Multas Moratórias e Compensatórias	-	-	125	32
Juros sobre Novação de Faturas	-	-	10.431	6.568
Descontos em Compra de Energia	-	-	-	245
Crédito Finsocial Homologado 586/2005 SRF	-	-	-	5.964
Ganho de capital sobre investimentos	11.082	-	11.082	-
Deságio na aquisição de crédito fiscal	-	-	1.801	1.296
Outras Receitas Financeiras	(1.662)	(864)	12.930	9.003
Saldo negativo de CSLL e IRPJ	-	-	2.404	-
Total	<u>9.420</u>	<u>(864)</u>	<u>38.773</u>	<u>23.108</u>
Outras despesas financeiras				
Multas por infrações	68	-	3.703	1.866
Taxas bancárias	11	-	2.097	1.194
IOF	17.917	8.754	72.696	7.076
Operações de Swap	6.310	517	82.000	43.395
Outras Despesas Financeiras	-	878	182	12.524
Total	<u>24.306</u>	<u>10.149</u>	<u>160.678</u>	<u>66.055</u>

34. RESULTADO NÃO OPERACIONAL

	Companhia		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Receitas não operacionais				
Ganhos na alienação de bens e direitos (a)	376	-	5.106	143.066
Outras receitas não operacionais	-	5	6.158	3.182
Total	376	5	11.264	146.248
Despesas não operacionais				
Perdas na desativação de bens e direitos	-	828	24.651	20.447
Perdas na alienação de bens e direitos	31	2.154	6.950	21.612
Outras despesas não operacionais	-	104	5.181	7.082
Total	31	3.086	36.782	49.141

- (a) O ganho está representado basicamente pela alienação para a Enel Brasil Participações Ltda., das participações societárias nas geradoras possuídas pelas controladas Rede Power do Brasil S.A. e Tocantins Energia S.A. conforme descrito na nota explicativa nº 17.

35. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS

Em novembro de 2002, foi implementado o programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, com base em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecido com eles. O montante dessa participação registrada como custo operacional e paga no exercício de 2007 foi de R\$3.432 (R\$2.594 em 2006) no consolidado.

36. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

As suas controladas passaram pelo processo de revisão tarifária periódica. Conforme previsto no contrato de concessão das empresas, o processo da revisão ocorreu da seguinte forma:

A ANEEL, por meio das Resoluções Homologatórias 25, 41, 32 e 24, de 31 de janeiro de 2005, homologou o resultado final da primeira revisão tarifária periódica da Caiuá Distribuição de Energia S.A., Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A., Empresa Elétrica Bragantina S.A. e Companhia Nacional de Energia Elétrica, ocorrida em fevereiro de 2004, fixando o reposicionamento tarifário em -1,54%, 4,25%, 0,33%, e -2,36%, respectivamente. O objetivo do reposicionamento tarifário no processo de revisão tarifária é proporcionar a receita necessária à cobertura dos custos operacionais e à remuneração dos investimentos. Esse índice definitivo de reposicionamento das tarifas, com efeito retroativo a 3 de fevereiro de 2004, substitui o reposicionamento fixado, provisoriamente, em 0,47%, 8,12%, 3,76% e -1,43%, respectivamente, por meio das Resoluções Homologatórias 22, 15, 14 e 16, de 2 de fevereiro de 2004. A diferença entre os reposicionamentos tarifários provisórios de 0,47%, 8,12%, 3,76% e -1,43%, aplicados em 3 de fevereiro de 2004 sobre as tarifas de fornecimento, e o reposicionamento tarifário definitivo de -1,54%, 4,25%, 0,33% e -2,36%, foi compensada financeiramente para os consumidores no reajuste tarifário anual de 3 de fevereiro de 2005, por meio das Resoluções Homologatórias nºs 27, 42, 33 e 24, de 31 de janeiro de 2005.

As Resoluções Autorizativas nºs 389, 387, 390 e 388, de 22 de dezembro de 2005, alteraram as datas contratuais dos reajustes tarifários anuais de 3 de fevereiro para o dia 10 de maio de 2006, ficando prorrogada a vigência, até 9 de maio de 2006, das tarifas de energia elétrica das controladas Caiuá - Distribuição de Energia S.A., Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A., Empresa Elétrica Bragantina S.A. e Companhia Nacional de Energia Elétrica, constantes das Resoluções Homologatórias nºs 027, 042, 033 e 024 de 31 de janeiro de 2005, respectivamente, assim como a data da revisão tarifária periódica, que ocorre a cada quatro anos. A próxima revisão tarifária das Companhias ocorrerá em 10 de maio de 2008.

Por meio das Resoluções Homologatórias nºs 460, 462, 461 e 463 de 10 de maio de 2007, a ANEEL homologou os Reajustes Tarifários Anuais das controladas com os seguintes percentuais, -0,51%, 3,40%, 3,17% e 0,49%, respectivamente, para serem aplicados no período de 10 de maio de 2007 a 9 de maio de 2008.

CFLO:

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 609 de 29 de janeiro de 2008, homologou o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica, fixou as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, o valor da taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, referentes à Cia. Força e Luz do Oeste.

As metodologias utilizadas e os resultados obtidos na revisão tarifária periódica estão detalhados na Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, nas Notas Técnicas nº 314/2007-S R E /ANEEL, de 19 de novembro de 2007, e nº 026/2008-S R E/ANEEL, de 23 de janeiro de 2008.

O reposicionamento tarifário foi fixado em -5,81% (menos cinco vírgula oitenta e um por cento) e será aplicado sobre as tarifas de energia elétrica vigentes, a partir de 3 de fevereiro de 2008 até 3 de fevereiro de 2009.

O percentual de reposicionamento tarifário de que trata a Resolução é provisório, devendo o valor definitivo ser estabelecido nos termos da Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006.

A eventual variação de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório e o definitivo, de que trata a Resolução, será corrigida no reajuste tarifário anual de 3 de fevereiro de 2009.

O percentual do Fator Xe foi fixado também de forma provisória, em 0,70% (zero vírgula setenta por cento), a ser aplicado como redutor, em termos reais, da "Parcela B", nos reajustes tarifários subsequentes de 2009, 2010 e 2011.

As tarifas de energia elétrica da CFLO, foram reajustadas em -4,96% (menos quatro vírgula noventa e seis por cento), sendo -5,81% (menos cinco vírgula oitenta e um por cento) relativos ao reposicionamento tarifário e 0,85% (zero vírgula oitenta e cinco por cento) relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica.

Para definição da Nova Metodologia a ser adotada na Revisão Tarifária, a ANEEL instaurou a Audiência Pública 052/2007, a qual ainda se encontra em curso.

CELTINS:

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 144, de 30 de junho de 2005, homologou o resultado final da primeira revisão tarifária periódica da Companhia, ocorrida em julho de 2004, fixando o reposicionamento tarifário em 30,53%. O objetivo do reposicionamento tarifário no processo de revisão tarifária é proporcionar a receita necessária à cobertura dos custos operacionais e à remuneração dos investimentos. Esse índice definitivo de reposicionamento das tarifas, com efeito retroativo a 1º de julho de 2004, substitui o reposicionamento fixado, provisoriamente, em 23,96%, por meio da Resolução Homologatória nº 164, de 1º de julho de 2004. O aumento verificado em relação ao índice provisório deveu-se à não validação da base de remuneração até aquela oportunidade.

Com o objetivo de amenizar o impacto do índice nas tarifas dos consumidores, bem como atender ao princípio da modicidade tarifária e do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão, o reposicionamento foi implementado em duas etapas. A primeira etapa corresponde ao percentual de 13,45%, considerado em julho de 2004, e a segunda etapa do reposicionamento equivale à diferença de receita resultante da aplicação dos percentuais de 30,53% e 13,45% que foi diferida, para os anos de 2005 a 2007, sendo acrescida à Parcela B da concessionária em parcelas anuais e atualizadas por ocasião dos respectivos reajustes anuais. Nos anos de 2005 e 2006, a Companhia foi contemplada com duas parcelas do valor anual total previsto e atualizado.

Em 2007, para a terceira e última parcela, a CELTINS propôs que fosse considerado no reajuste tarifário anual apenas 50% do valor do Delta Pb devido, como forma de amenizar o impacto a ser sentido pelos consumidores, sendo o restante desse valor diferido para aplicação em 2008, por ocasião da segunda revisão tarifária periódica. A ANEEL aprovou a proposta apresentada pela CELTINS, e considerou apenas 50% do valor da terceira parcela, devendo o valor residual desse componente ser considerado no próximo ciclo tarifário da CELTINS, previsto para 4 de julho de 2008.

Os valores diferidos e contabilizados até dezembro de 2007 são de R\$27.657 (em 2006 R\$39.053).

Por meio da Resolução Homologatória 499/07, a ANEEL homologou o reajuste tarifário anual - IRT a ser aplicado no período de 4 de julho de 2007 a 3 de julho de 2008, cujo percentual foi de 7,99%.

CEMAT:

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 70, de 7 de abril de 2004, homologou o resultado final da primeira revisão tarifária periódica da Companhia, ocorrida em abril de 2003, fixando o reposicionamento tarifário em 29,48%.

O objetivo do reposicionamento tarifário no processo de revisão tarifária é proporcionar a receita necessária à cobertura dos custos operacionais e à remuneração dos investimentos. Esse índice definitivo de reposicionamento das tarifas, com efeito retroativo a abril de 2003, substituiu o reposicionamento fixado, provisoriamente, em 26,00%, por meio da Resolução Homologatória nº 164, de 7 de abril de 2003.

A diferença entre o reposicionamento tarifário provisório de 26,00%, aplicado em abril de 2003 sobre as tarifas de fornecimento, e o reposicionamento tarifário definitivo de 29,48%, foi compensada financeiramente para os consumidores no reajuste tarifário anual de 7 de abril de 2004 por meio da Resolução Homologatória nº 70, de 7 de abril de 2004.

Por meio da Resolução 444/07, a ANEEL homologou o Reajuste Tarifário anual a ser aplicado no período de 8 de abril de 2007 a 8 de abril de 2008, cujo percentual foi de 8,84%.

O processo da segunda revisão tarifária já teve início na CEMAT, e deverá ser concluído provisoriamente, uma vez que a nova metodologia da Revisão Tarifária ainda se encontra em Audiência Pública (AP -052/2007), para se estabelecer o percentual de reposicionamento tarifário a ser aplicado a partir de 8 de abril de 2008.

CELPA:

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 188, de 5 de agosto de 2004, homologou o resultado final da primeira revisão tarifária periódica da Companhia, ocorrida em abril de 2003, fixando o reposicionamento tarifário em 20,21%. O objetivo do reposicionamento tarifário no processo de revisão tarifária é proporcionar a receita necessária à cobertura dos custos operacionais e à remuneração dos investimentos. Esse índice definitivo de reposicionamento das tarifas, com efeito retroativo a julho de 2003, substituiu o reposicionamento fixado, provisoriamente, em 27,05%, por meio da Resolução Homologatória nº 388, de 6 de agosto de 2003. A diferença entre o reposicionamento tarifário provisório de 27,05%, aplicado em agosto de 2003 sobre as tarifas de fornecimento, e o reposicionamento tarifário definitivo de 20,21%, foi compensada financeiramente para os consumidores no reajuste tarifário anual de 5 de agosto de 2004 por meio da Resolução Homologatória nº 188, de 5 de agosto de 2004.

Em agosto de 2006 iniciou-se o processo da Segunda Revisão Tarifária Periódica, que resultará no reposicionamento das tarifas praticadas em nível compatível com o equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão, com vigência a partir de 7 de agosto de 2007 e na fixação de sua nova estrutura tarifária.

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 527, de 6 de agosto de 2007, homologou o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica da Companhia, ocorrida em agosto de 2007, e também as novas tarifas de fornecimento de energia elétrica, a serem praticadas pela concessionária, no período de 7 de agosto de 2007 a 6 de agosto de 2008.

O reposicionamento tarifário tem como objetivo, proporcionar a receita necessária à cobertura dos custos operacionais eficientes e remuneração adequada de investimentos.

O índice fixado de Reposicionamento Tarifário, foi de -7,88% (negativo de sete pontos percentuais e oitenta e oito), o qual, acrescido dos componentes financeiros, resultou em -9,65%.

Destacamos que, o reposicionamento tarifário é provisório, devendo o valor definitivo ser estabelecido quando da definição do valor dos Custos Operacionais, nos termos do disposto na "Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006", e que, a eventual variação de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório e o definitivo, será corrigida no reajuste tarifário anual de 7 de agosto de 2008.

O índice resultante também é consequência da aplicação de novos critérios regulatórios para este segundo ciclo de revisão tarifária, definidos por meio da Resolução Normativa nº 234/2006, sendo que, dentro das principais alterações, destacam-se:

- A alteração da taxa de retorno do capital, de 17,06% para 15,08%.
- A alteração do critério da depreciação sobre as obrigações especiais.
- Outros critérios relativos à metodologia empregada para cálculo dos Custos Operacionais, intitulada Empresa de Referência, no sentido de requerer maior produtividade na frequência das atividades de operação e manutenção e comerciais para o atendimento aos consumidores, como mencionado anteriormente.

Quanto ao Fator X da CELPA, foi estabelecido provisoriamente o valor do componente Xe em 0,61%, a ser aplicado como redutor, em termos reais, da “Parcela B”, nos reajustes tarifários subsequentes de 2008 a 2010. O valor definitivo será recalculado, quando da definição do valor definitivo do reposicionamento tarifário.

O componente Xe reflete os ganhos de produtividade esperados em função da mudança na escala do negócio por aumento no consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes quanto pela incorporação de novos consumidores, no período, entre revisões tarifárias.

37. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO

A Rede Empresas de Energia Elétrica S.A., Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, Cia. Força e Luz do Oeste, Cia. Nacional de Energia Elétrica, Elucid Partners S.A., Elucid Solutions Ltda., Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., Empresa Elétrica Bragantina S.A., Caiuá Distribuição de Energia S.A., Rede Comercializadora de Energia S.A., Rede Power do Brasil S.A. e Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. patrocinam em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da Previdência Social, cuja administração é feita por meio da Redeprev - Fundação Rede de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

As empresas acima mencionadas, solidariamente entre si, são patrocinadoras da Redeprev e mantêm, por meio dessa instituição, três planos de benefícios de previdência:

a. Plano de Benefícios Elétricas BD-I:

Está estruturado na forma de benefício definido e é custeado pelos participantes ativos, participantes assistidos e patrocinadoras. Esse plano não permite novas adesões de participantes desde 31/12/1998.

b. Plano de Benefícios Elétricas-R:

Obteve autorização e aprovação para a aplicação do seu Regulamento por meio da Portaria nº 880, de 12/01/2007, emitida pelo Departamento de Análise Técnica da Secretaria de Previdência Complementar do MPS. O referido plano é resultante da fusão dos extintos Planos de Benefícios CELPA-R, CEMAT-R e ELÉTRICAS-R, cujos Regulamentos foram condensados em um único Regulamento, sem solução de continuidade. Assegura os seguintes benefícios de risco:

- Suplementação da aposentadoria por invalidez.
- Suplementação do auxílio-doença.
- Suplementação da pensão por morte.
- Pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado exclusivamente e de forma solidária com as demais Patrocinadoras, CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A. e a CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.

Anteriormente à fusão os planos eram contabilizados em separado, e a partir da fusão as contas são prestadas de forma comum, em um único balancete, por conta da legislação que regulamenta as entidades de previdência complementar. Todavia, especificamente para efeitos desta avaliação e para o cumprimento da Deliberação CVM 371/2000, impõe-se a aferição compartimentada dos compromissos atuariais, das despesas com contribuições, dos custos e do Ativo do Plano de Benefícios R, por Empresa Patrocinadora.

c. Plano de Benefícios Elétricas-OP:

Instituído em 01/01/1999, oferece o benefício de renda mensal vitalícia, após o prazo de diferimento. O plano, durante o prazo de diferimento do benefício, está estruturado na forma de contribuição definida e o valor da renda mensal está vinculado ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do participante. A renda mensal vitalícia, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente uma vez a cada ano, e nessa fase é considerada benefício definido. O custeio do plano é feito pelos participantes ativos (90%) e pelas patrocinadoras (10%).

Situação Financeira dos Planos de Benefícios - Avaliação Atuarial - Data-Base: 30 de Novembro de 2007

a. Número de participantes/beneficiários:

	<u>ElétricasBD-I</u>	<u>Elétricas-R</u>	<u>Elétricas-OP</u>
Número de participantes	53	2.182	2.182
Número de assistidos	243	7	32
Número de pensionistas (famílias)	99	5	-
	<u>395</u>	<u>2.194</u>	<u>2.214</u>

b. Plano de contribuição definida - Plano de benefícios Elétricas-OP

Em 30 de novembro de 2007, o saldo dos benefícios acumulados referente ao plano de contribuição definida é de R\$65.168 (R\$62.018 em 2006).

O saldo dos benefícios acumulados corresponde ao fundo formado pelas contribuições individuais de cada participante e contribuições das patrocinadoras, acrescidas dos respectivos rendimentos. As contribuições são determinadas anualmente com base no plano de custeio do Plano Elétricas - OP.

c. Plano de benefício definido - Planos Elétricas BD-I, Elétricas - R

Deliberação CVM nº 371/00:

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes, em 30 de novembro de 2004, dos planos de benefícios definidos, seguindo os critérios requeridos pela Deliberação CVM nº 371/00, o passivo atuarial é da seguinte forma:

Premissas atuariais

As principais premissas atuariais em 30 de novembro de 2007 utilizadas para determinação da obrigação atuarial são as seguintes:

	<u>Taxa</u>	
	<u>Real</u>	<u>Nominal</u>
Taxa de desconto	6,00% a.a.	8,76% a.a.
Taxa de rendimento esperada s/ os ativos (investimentos) do plano	6,00% a.a.	8,76% a.a.
Taxa de crescimento salarial futuro	2,00% a.a.	4,65% a.a.
Taxa de reajuste de benefícios	0,00% a.a.	0,00% a.a.
Taxa de inflação esperada	0,00% a.a.	2,60% a.a.
Fator de capacidade (dos salários e benefícios)	0,98	0,98
Tábua de mortalidade		IBGE 2006

Valores reconhecidos no balanço patrimonial

	2007			2006
	Plano Elétricas BD- I	Plano Elétricas R	Plano Elétricas OP	Total
Valor presente das obrigações atuariais:				
Benefício Definido	45.677	4.844	19.650	70.171
Contribuição Definida	-	-	65.168	65.168
	45.677	4.844	84.818	135.339
Valor justo dos ativos:				
Benefício Definido	55.967	7.668	24.626	88.261
Contribuição Definida	-	-	65.168	65.168
	55.967	7.668	89.794	153.429
Obrigações atuariais à descoberta (ativo não contabilizado)	(10.290)	(2.824)	(4.976)	(18.090)

Reconciliação contábil - Passivo Consolidado

	Deliberação CVM371	Confissão de dívida (*)	Total
Saldo em 31/12/2005	16.322	56.451	72.773
Adição	-	2.500	2.500
Despesa do exercício	(601)	5.038	4.437
Pagamentos de contribuições / dívida	-	(12.394)	(12.394)
Saldo em 31/12/2006	15.721	51.595	67.316
Adição	-	-	-
Despesa do exercício	124	4.921	5.045
Pagamentos de contribuições / dívida	-	(16.203)	(16.203)
Saldo em 31/12/2007	15.845	40.313	56.158

d. Confissão de dívida (*):

Controladas

- Contas a pagar da controlada CELPA para a Redeprev

Em 7 de junho de 1996 foi assinado o Instrumento Particular de Confissão de Dívida, consolidando dívidas no montante de R\$12.727 naquela data. O valor contratado está sendo amortizado em 180 parcelas mensais, atualizadas monetariamente pela variação anual do Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC e acrescidas de juros de 0,5% ao mês, com vencimento final para 30 de junho de 2011. O saldo não amortizado em 31 de dezembro de 2007, no montante de R\$9.552 (R\$11.291 em 2006), está registrado no passivo circulante (R\$2.708) e não circulante (R\$6.844).

- Contas a pagar da controlada CEMAT para a Redeprev

Em 29 de janeiro de 2003 foi firmado contrato de Parcelamento de dívida, relativo à reserva matemática no montante de R\$23.240, será amortizado em 132 parcelas mensais e sucessivas, sendo a última em 31/12/2013, atualizadas monetariamente pelo INPC + 6% de juros a.a. Em 18/07/2006 foi firmado um instrumento particular de contrato de amortização de insuficiência atuarial no valor de R\$2.500, dos quais R\$1.142 referem-se à cobertura integral da insuficiência verificada no plano de benefício, e R\$1.358 com vistas à constituição de fundo de cobertura de oscilação de risco, esse montante será pago em 60 (sessenta) parcelas mensais e sucessivas a partir de 30/07/2006 acrescido de juros de 6% a.a + INPC. O saldo dos contratos em 31 de dezembro de 2007 resultou no montante de R\$30.761, sendo R\$5.335 no circulante ("Outros") e R\$25.426 (R\$40.304, R\$12.436 e R\$27.868 em 2006, respectivamente) no não circulante, na rubrica "Benefícios pós-emprego".

e. Contribuições efetuadas no ano

No exercício findo em 31 de dezembro de 2007, foi destinado à Redeprev o montante Consolidado de contribuições no valor de R\$2.946 (R\$2.804 em 2006), registrado como despesas de pessoal.

f. Outras informações

As controladas CEMAT e CELPA também patrocinam planos de benefícios na Redeprev, devidamente divulgados em notas explicativas anexas às respectivas demonstrações contábeis.

A Companhia e suas controladas são responsáveis pela cobertura integral de qualquer déficit apurado nos planos de benefícios caracterizado como benefício definido.

38. ARRENDAMENTO MERCANTIL (*)

Os principais contratos de arrendamento mercantil, com características de leasing financeiro, estão demonstrados a seguir:

Descrição do contrato	Aeronave Raytheon Corporation	Aeronave
Data	ago-99	out-02
Prazo	10 anos	10 anos
Vida útil econômica do bem	5 anos	5 anos
Moeda	US\$	US\$
Valor presente	US\$2.730	US\$3.119 mil
Forma de amortização	40 parcelas trim. de US\$58 mil, sendo a 1ª em 4/2000, e a última em 1/2010.	40 parcelas trimestrais de US\$66 mil, sendo a 1ª em 12/2002, e a última em 9/2012
Taxa de juros	Libor mais 2,5% a.a.	Libor Trimestral
Valor da opção de compra	US\$409	US\$468 mil
Valor residual antecipado	R\$988	US\$513 mil
Contraprestações no exercício	R\$617	R\$828
Descrição do contrato	Bem	
	Aeronave Cessna	
Data	set/98	
Prazo	10 anos	
Vida útil econômica do bem	5 anos	
Moeda	US\$	
Valor presente do bem	US\$15.974 mil	
Forma de amortização	40 parcelas trimestrais de US\$518 mil, sendo a 1ª em 3/1999, e a última em 11/2008	
Taxa de juros	Libor	
Valor da opção de compra	US\$2.235 mil	
Saldo do valor residual antecipado	R\$5.611	
Contraprestações no exercício	R\$4.043	
Descrição do contrato	Aeronave Raytheon Corporation	
Data	nov-03	
Prazo	10 anos	
Vida útil econômica do bem	5 anos	
Moeda	US\$	
Valor presente	R\$9.353	
Forma de amortização	40 parcelas trimestrais, de US\$62 sendo a 1ª em 25/02/04 e a última em 25/11/13	
Taxa de juros	3,50 % a.a.	
Valor da opção de compra	R\$1.283	
Valor residual antecipado	R\$911	
Contraprestações no exercício	R\$852	

O valor das contraprestações é registrado na demonstração do resultado, na rubrica “arrendamento e aluguéis”.

(*) Informações não auditadas.

39. SEGUROS (CONTROLADAS)

As controladas mantêm apólices de seguros, por montantes considerados suficientes, para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável por danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de suas atividades. As principais coberturas são:

Risco

Incêndio, Raio, Explosão e Danos Elétricos
Incêndio, Roubo, Colisão, Danos Materiais/Corporais
Aeronáutico - Responsabilidade Civil (RETA)
Aeronáutico - Casco/LUC
Incêndio - Residencial
Danos Materiais e Corporais a Terceiros
Vida em Grupo - Morte e acidentes pessoais

Riscos

Riscos operacionais: nas apólices contratadas, foram destacadas as subestações e usinas nomeando todos os locais segurados, com seus respectivos valores em risco e seus limites máximos de indenização.

As apólices possuem cobertura securitária, mas sem se limitar a riscos, tais como incêndio, queda de raios e explosão de qualquer natureza, danos elétricos, riscos diversos, equipamentos eletrônicos e de informática, inundação, quebra de máquinas e outros.

Responsabilidade civil geral: cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros em decorrência das operações comerciais e industriais.

Transportes: cobertura garantindo os reparos e/ou reposição dos bens de sua propriedade em decorrência de sinistros ocorridos durante seu transporte terrestre, aéreo e lacustre.

Aeronáutico Resp. Civil: cobertura da aeronave e de danos materiais e/ou corporais causados a terceiros.

Aeronáutico Casco/LUC: informamos que o seguro é feito em dólar. Estamos apresentando o valor atualizado em reais com a cotação de 31/12/07 (R\$1,7713).

Automóveis: cobertura de colisão, incêndio e roubo (casco) e de danos materiais e corporais causados a terceiros (RCF) em decorrência de acidentes automobilísticos.

Vida em grupo: cobertura de morte de qualquer tipo, invalidez permanente total ou parcial, por acidente e invalidez permanente e/ou total por doenças ocorridas com empregados.

40. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A utilização de instrumentos e operações envolvendo taxas de juros tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia. As operações são realizadas por intermédio das áreas Financeiras de acordo com a estratégia aprovada pelas Diretorias. As Administrações avaliam que os riscos são mínimos, pois não existem concentrações e as operações são realizadas com bancos de reconhecida solidez e dentro de limites aprovados.

Instrumentos Derivativos

A Companhia em 27 de junho de 2007 assinou contrato global de derivativos junto ao Banco HSBC Bank Brasil S.A.- Banco Múltiplo, e conforme confirmação entre as partes referente a Operações de Derivativos do tipo “Swap com direito de arrependimento” datadas de 21 de setembro de 2007, protege contra as oscilações da variação cambial, para as três próximas parcelas de juros, referente à emissão de bônus perpétuos da Companhia, a primeira com vencimento em 27 de dezembro de 2007, a segunda com vencimento em 28 de março de 2008 e a terceira com vencimento em 27 de junho de 2008.

A Companhia e o banco acordaram que sempre que houver valores a pagar e a receber em uma mesma data sob uma mesma operação de derivativo, as partes optam desde já pela liquidação da diferença positiva. O resultado reconhecido líquido dessas operações acumula perdas em dezembro de 2007, no montante de R\$2.340.

Os instrumentos derivativos contratados pelas controladas Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT e Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, têm o propósito de proteger as operações da Companhia contra os riscos de variação cambial e não são utilizados para fins especulativos.

Os valores do principal das operações com derivativos não são registrados no balanço patrimonial, visto que são referentes a operações que não exigem o trânsito de caixa integral, mas somente os ganhos ou perdas auferidos ou incorridos.

Em 31 de dezembro de 2007, as controladas CEMAT e CELPA mantinham instrumentos de troca de resultados financeiros - “SWAP” junto a instituições financeiras, para fazer face às oscilações que possam ocorrer na moeda nacional com relação ao dólar norte-americano no montante de US\$100.000 (R\$223.978) valor original, correspondente à captação de recursos por meio de “Notes Units”.

O resultado reconhecido líquido dessas operações acumula perdas, de fevereiro de 2006 a dezembro de 2007, no montante de R\$77.464, sendo R\$37.132 junto ao Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A., que optou pelo IGPM mais 4,20% a.a. e R\$40.332 com o Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A. que optou pelo IGPM mais 5,70% a.a., com vencimentos em 12/02/2010, 11/02/2011 e 13/02/2012, respectivamente.

Em 25 de julho de 2006, a CEMAT tomou empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$79.500 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$114.500. Do total liberado, US\$40.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$39.500 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Generale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais seis para amortiza  o do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais três anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A   de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. O principal da opera  o foi protegido contra as oscila  es da varia  o cambial (Swap) a taxas que variam entre IGPM acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,39% a.a.

O resultado reconhecido líquido dessas opera  es acumula perdas, de julho de 2006 a dezembro de 2007, no montante de R\$63.235, sendo R\$12.693 com o Banco Société Generale que optou pela taxa de IGPM mais 4,77%, R\$23.659 com o Banco Itaú que optou pela taxa de IGPM mais 4,23% a 5,39%, R\$23.775 com o Banco J.P. Morgan que optou pela taxa de IGPM mais 4,49% a.a. e R\$3.108 com o Unibanco que optou pela taxa de IGPM mais 4,60%.

O reconhecimento do resultado líquido não realizado nas opera  es com instrumentos derivativos   feito pelo regime de competência de exercícios, o que pode gerar diferenças quando comparado com o valor estimado de mercado de tais instrumentos. Essa diferença decorre do fato do valor de mercado compreender o reconhecimento a valor presente dos ganhos ou perdas futuros a serem incorridos nas opera  es, de acordo com a expectativa do mercado no momento em que o valor de mercado   apurado.

Em 25 de julho de 2006, a CELPA toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$100.000 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$135.000. Do total liberado, US\$40.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$60.000 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Generale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais seis para amortiza  o do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais três anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A   de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. O principal da opera  o foi protegido contra as oscila  es da varia  o cambial (Swap) a taxas que variam entre IGPM acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,50% a.a.

O resultado reconhecido líquido dessas opera  es acumula perdas, de julho de 2006 a dezembro de 2007, no montante de R\$78.942, sendo R\$19.367 com o Banco Société Generale que optou pela taxa de IGPM mais 4,88%, R\$35.489 com o Banco Itaú que optou pela taxa de IGPM mais 4,23% a 5,50% e R\$24.086 com o Unibanco que optou pela taxa de IGPM mais 4,60%.

O reconhecimento do resultado líquido não realizado nas operações com instrumentos derivativos é feito pelo regime de competência de exercícios, o que pode gerar diferenças quando comparado com o valor estimado de mercado de tais instrumentos. Essa diferença decorre do fato do valor de mercado compreender o reconhecimento a valor presente dos ganhos ou perdas futuros a serem incorridos nas operações, de acordo com a expectativa do mercado no momento em que o valor de mercado é apurado.

A Administração da Companhia estima que os valores de mercado da captação de recursos por meio de "Notes Units", e "BID", registrados em contas patrimoniais não apresentam diferenças significativas em relação aos reconhecidos nas demonstrações contábeis.

Risco de crédito

O risco surge da possibilidade das controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Esse risco é avaliado pelas Companhias como baixo, tendo em vista a pulverização do número de clientes e da política de cobrança e corte de fornecimento para consumidores inadimplentes.

Risco de taxa de câmbio

O endividamento e o resultado das operações são afetados significativamente pelo fator de risco de mercado de taxa de câmbio (dólar norte-americano). Em 31 de dezembro de 2007, o saldo total de empréstimos e debêntures montava em R\$3.479.762, dos quais R\$1.652.796, referem-se a captações em moeda estrangeira na Companhia e nas controladas CEMAT, CELPA e CELTINS.

Risco de preço

Anualmente as empresas distribuidoras de energia elaboram os pleitos para reajuste das tarifas de energia elétrica com base nas variações dos custos não gerenciáveis (denominados Parcela A) e pela variação do IGP-M para os custos gerenciáveis (denominados Parcela B). Esses pleitos são revisados e homologados pela ANEEL. As tarifas de acordo com o contrato de concessão devem garantir o equilíbrio econômico-financeiro.

Risco de mercado

O risco de mercado da Companhia e controladas deve ser analisado dentro de um contexto de mudanças no modelo do setor elétrico brasileiro, no qual a Companhia e suas controladas estão inseridas.

* * *

ANEXO G

Informações Financeiras Consolidadas da Companhia e suas Controladas Relativas ao
Período Encerrado em 30 de setembro de 2009 e Relatório de Revisão Especial dos
Auditores Independentes

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

REDE ENERGIA S.A.

**INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS - ITR REFERENTES AO
TRIMESTRE FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2009
E RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO ESPECIAL**

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE A REVISÃO ESPECIAL

Aos Administradores e Acionistas da
Rede Energia S.A.
São Paulo - SP

1. Efetuamos uma revisão especial das informações trimestrais (ITR) da Rede Energia S.A. (companhia e consolidado) correspondentes ao trimestre findo em 30 de setembro de 2009, compreendendo o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, as notas explicativas e o relatório de desempenho, elaboradas sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é emitir relatório, sem expressar opinião, sobre essas informações trimestrais (ITR).
2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade (CFC), e consistiu, principalmente, de: a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas Contábil, Financeira e Operacional da Companhia, quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais - ITR; e b) revisão das informações e dos eventos subsequentes que tenham ou possam vir a ter efeitos relevantes sobre a posição financeira e operações da Companhia e suas controladas.
3. Baseado em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais referidas no parágrafo 1 para que estas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais.
6. Conforme mencionado na nota explicativa nº 3, as práticas contábeis adotadas no Brasil foram alteradas durante 2008 e os efeitos de sua adoção inicial somente foram contabilizados pela Companhia e suas controladas durante o quarto trimestre de 2008 e divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2008. As demonstrações do resultado e dos fluxos de caixa, referentes ao trimestre e período de nove meses findos em 30 de setembro de 2008, apresentadas em conjunto com as informações do semestre corrente, não foram ajustadas para fins de comparação, conforme facultado pelo Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 02/2009

São Paulo, 8 de outubro de 2009.

Orlando Octavio de Freitas Jr.
Sócio-Contador
CRC 1SP178871/O-4
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013439/O-5

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00319-0	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL REDE ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 61.584.140/0001-49
4 - NIRE 35.300.029.780		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO Avenida Paulista, nº. 2.439 - 5º. Andar				2 - BAIRRO OU DISTRITO Cerqueira César	
3 - CEP 01311-936		4 - MUNICÍPIO São Paulo			5 - UF SP
6 - DDD 11	7 - TELEFONE 3066-2021	8 - TELEFONE -	9 - TELEFONE -	10 - TELEX	
11 - DDD 11	12 - FAX 3060-9562	13 - FAX -	14 - FAX -		
15 - E-MAIL carmem.pereira@redenergia.com					

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME					
CARMEM CAMPOS PEREIRA COURA					
2 - ENDEREÇO COMPLETO				3 - BAIRRO OU DISTRITO	
Avenida Paulista, nº. 2.439 - 12º. Andar				Cerqueira César	
4 - CEP		5 - MUNICÍPIO			6 - UF
01311-936		São Paulo			SP
7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX	
11	3066-2021	-	-		
12 - DDD	13 - FAX	14 - FAX	15 - FAX		
11	3060-9562	-	-		
16 - E-MAIL					
carmem.pereira@redenergia.com					

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO		TRIMESTRE ATUAL			TRIMESTRE ANTERIOR		
1 - INÍCIO	2 - TÉRMINO	3 - NÚMERO	4 - INÍCIO	5 - TÉRMINO	6 - NÚMERO	7 - INÍCIO	8 - TÉRMINO
01/01/2009	31/12/2009	3	01/07/2009	30/09/2009	2	01/04/2009	30/06/2009
9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR BDO TREVISAN AUDITORES INDEPENDENTES					10 - CÓDIGO CVM 00210-0		
11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO ORLANDO OCTÁVIO DE FREITAS JÚNIOR					12 - CPF DO RESP. TÉCNICO 084.911.368-78		

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Número de Ações (Mil)	1 - TRIMESTRE ATUAL 30/09/2009	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 30/06/2009	3 - IGUAL TRIMESTRE EX. ANTERIOR 30/09/2008
Do Capital Integralizado			
1 - Ordinárias	221.158	221.158	221.158
2 - Preferenciais	100.917	100.917	83.651
3 - Total	322.075	322.075	304.809
Em Tesouraria			
4 - Ordinárias	0	0	0
5 - Preferenciais	0	0	0
6 - Total	0	0	0

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA
Empresa Comercial, Industrial e Outras
2 - TIPO DE SITUAÇÃO
Operacional
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO
Nacional Holding
4 - CÓDIGO ATIVIDADE
3120 - Emp. Adm. Part. - Energia Elétrica
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL
HOLDING DO SETOR ELÉTRICO
6 - TIPO DE CONSOLIDADO
Total
7 - TIPO DO RELATÓRIO DOS AUDITORES
Sem Ressalva

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO DELIBERADOS E/OU PAGOS DURANTE E APÓS O TRIMESTRE

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - ESPÉCIE E CLASSE DE AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO P/ AÇÃO
----------	------------	---------------	--------------	------------------	------------------------------	-------------------------------

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
-		. . / -

01.09 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO

1 - ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (Reais Mil)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (Reais Mil)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	7 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (Mil)	8 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (Reais)

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
13/10/2009	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 30/09/2009	4 - 30/06/2009
1	Ativo Total	3.156.938	2.966.486
1.01	Ativo Circulante	95.261	95.425
1.01.01	Disponibilidades	10.847	14.413
1.01.01.01	Numerário disponível	3.883	1.296
1.01.01.02	Aplicações no mercado aberto	6.964	13.117
1.01.02	Créditos	71.937	68.485
1.01.02.01	Clientes	0	0
1.01.02.02	Créditos Diversos	71.937	68.485
1.01.02.02.01	Dividendos e JCP a receber	30.263	28.974
1.01.02.02.02	Títulos a receber	7.289	7.170
1.01.02.02.03	Impostos e contrib.sociais a compensar	34.256	32.212
1.01.02.02.04	Impostos e contrib.sociais diferidos	129	129
1.01.03	Estoques	0	0
1.01.04	Outros	12.477	12.527
1.01.04.01	Serviços em curso	12.366	12.366
1.01.04.02	Outros	111	161
1.02	Ativo Não Circulante	3.061.677	2.871.061
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	953.166	930.534
1.02.01.01	Créditos Diversos	48.459	86.646
1.02.01.01.01	Impostos e contrib.sociais diferidos	48.459	86.646
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	869.995	807.395
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	370.825	327.378
1.02.01.02.02	Com Controladas	499.170	480.017
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0
1.02.01.03	Outros	34.712	36.493
1.02.01.03.01	Títulos a receber	34.712	36.493
1.02.02	Ativo Permanente	2.108.511	1.940.527
1.02.02.01	Investimentos	1.845.819	1.677.835
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	1.845.334	1.677.350
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	0	0
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	485	485
1.02.02.02	Imobilizado	0	0
1.02.02.03	Intangível	262.692	262.692
1.02.02.04	Diferido	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 30/09/2009	4 - 30/06/2009
2	Passivo Total	3.156.938	2.966.486
2.01	Passivo Circulante	484.993	379.523
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	479.724	378.613
2.01.02	Debêntures	0	0
2.01.03	Fornecedores	30	243
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	5.069	483
2.01.05	Dividendos a Pagar	0	0
2.01.06	Provisões	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0
2.01.08	Outros	170	184
2.02	Passivo Não Circulante	1.593.222	1.547.771
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	1.593.222	1.547.771
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	889.493	763.082
2.02.01.02	Debêntures	0	0
2.02.01.03	Provisões	0	0
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	592.318	585.178
2.02.01.04.01	Com coligadas	212.417	214.932
2.02.01.04.02	Com controladas	379.901	370.246
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0
2.02.01.06	Outros	111.411	199.511
2.02.01.06.01	Impostos, contrib.sociais e parcelamento	540	272
2.02.01.06.02	Impostos, e contrib.sociais diferidos	96.282	171.723
2.02.01.06.03	Encargos trib.s/ reserva de reavaliação	6.378	19.455
2.02.01.06.04	Outros	8.211	8.061
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	1.078.723	1.039.192
2.05.01	Capital Social Realizado	714.552	714.552
2.05.02	Reservas de Capital	4.458	4.458
2.05.03	Reservas de Reavaliação	493.139	505.663
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	493.139	505.663
2.05.04	Reservas de Lucro	0	0
2.05.04.01	Legal	0	0
2.05.04.02	Estatutária	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0
2.05.05	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0
2.05.05.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 30/09/2009	4 - 30/06/2009
2.05.05.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0
2.05.05.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0
2.05.06	Lucros/Prejuízos Acumulados	(133.426)	(185.481)
2.05.07	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/07/2009 a 30/09/2009	4 - 01/01/2009 a 30/09/2009	5 - 01/07/2008 a 30/09/2008	6 - 01/01/2008 a 30/09/2008
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	0	0	0	0
3.02	Deduções da Receita Bruta	0	0	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	0	0	0	0
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	0	0	0	0
3.05	Resultado Bruto	0	0	0	0
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(12.829)	(142.027)	(262.281)	(238.012)
3.06.01	Com Vendas	0	0	(18)	(18)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(1.306)	(3.263)	(943)	(3.169)
3.06.03	Financeiras	(182.193)	(313.808)	(235.282)	(213.966)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	118.208	489.388	(77.122)	78.869
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(300.401)	(803.196)	(158.160)	(292.835)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(1.985)	(2.300)	(2)	(71)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	172.655	177.344	(26.036)	(20.788)
3.07	Resultado Operacional	(12.829)	(142.027)	(262.281)	(238.012)
3.08	Resultado Não Operacional	0	4.165	(6.671)	(8.228)
3.08.01	Receitas	0	4.165	1.810	1.810
3.08.02	Despesas	0	0	(8.481)	(10.038)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	(12.829)	(137.862)	(268.952)	(246.240)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(6.674)	(6.674)	18.853	0
3.11	IR Diferido	59.033	88.914	1.206	22.046
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	39.530	(55.622)	(248.893)	(224.194)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/07/2009 a 30/09/2009	4 - 01/01/2009 a 30/09/2009	5 - 01/07/2008 a 30/09/2008	6 - 01/01/2008 a 30/09/2008
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	322.075	322.075	304.809	304.809
	LUCRO POR AÇÃO (Reais)	0,12274			
	PREJUÍZO POR AÇÃO (Reais)		(0,17270)	(0,81655)	(0,73552)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

05.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/07/2009 a 30/09/2009 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	714.552	4.458	505.663	0	(185.481)	0	1.039.192
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	714.552	4.458	505.663	0	(185.481)	0	1.039.192
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	39.532	0	39.532
5.05	Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	0	(12.524)	0	12.524	0	0
5.12.01	Realização reserv. reaval. controladas	0	0	(12.524)	0	12.524	0	0
5.13	Saldo Final	714.552	4.458	493.139	0	(133.425)	0	1.078.724

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA - METODO INDIRETO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/07/2009 a 30/09/2009	4 - 01/01/2009 a 30/09/2009	5 - 01/07/2008 a 30/09/2008	6 - 01/01/2008 a 30/09/2008
4.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	(45.826)	(93.658)	(76.247)	(142.386)
4.01.01	Caixa Gerado nas Operações	(4.926)	60.022	1.202	(6.977)
4.01.01.01	Lucro (Prejuízo)	39.530	(55.622)	(248.893)	(224.194)
4.01.01.02	Enc.divid.juros,v.mon. camb.-liquida	(36.172)	(159.829)	225.008	203.940
4.01.01.03	Resultado de participações societárias	(172.655)	(177.344)	26.035	20.788
4.01.01.04	Tributos s/real.reserva reavaliação	(13.076)	(29.187)	(1.205)	(22.046)
4.01.01.05	Créditos tributários diferidos	(45.956)	(59.726)	(18.853)	0
4.01.01.06	Marcação a mercado - Bônus Perpétuo	221.887	540.214	0	0
4.01.01.07	Redução de encargos - parc. lei 11.941	1.516	1.516	0	0
4.01.01.08	Outras	0	0	19.110	14.535
4.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	(40.900)	(153.680)	(77.449)	(135.409)
4.01.02.01	Serviços em curso	0	0	(7.847)	(27.327)
4.01.02.02	Cauções dep. vinculados a litígio	0	0	129	27.242
4.01.02.03	Despesas pagas antecipadamente	769	(298)	8.457	11.973
4.01.02.04	Créditos comp. recolhimentos futuros	(2.044)	(7.731)	(1.426)	(7.898)
4.01.02.05	Outros créditos	3.792	8.003	2.104	6.169
4.01.02.06	Devedores diversos	(7.198)	(110)	0	6.814
4.01.02.07	Fornecedores	(213)	(296)	(15.393)	114
4.01.02.08	Pagtos encargos s/empréstimos	(46.222)	(159.053)	(50.525)	(130.475)
4.01.02.09	Impostos, contrb.soc.e parcelamentos	10.231	5.807	(4.431)	(7.278)
4.01.02.10	Outros credores	0	0	(8.568)	(14.894)
4.01.02.11	Outras obrigações	(15)	(2)	51	151
4.01.03	Outros	0	0	0	0
4.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	(795)	(3.535)	(6.678)	(47.972)
4.02.01	Alienação de investimentos	0	0	11.685	11.685
4.02.02	Aquisição de investimentos	(795)	(3.535)	(18.363)	(59.657)
4.03	Caixa Líquido Atividades Financiamento	43.055	89.123	43.198	67.647

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA - METODO INDIRETO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/07/2009 a 30/09/2009	4 - 01/01/2009 a 30/09/2009	5 - 01/07/2008 a 30/09/2008	6 - 30/03/2008 a 30/09/2008
4.03.01	Emp. c/partes relacionadas - líquidos	(49.064)	(88.012)	(11.902)	(77.291)
4.03.02	Novos empréstimos e financiamentos	212.865	561.911	60.000	145.000
4.03.03	Pagamento de empréstimos - principal	(124.903)	(492.584)	(17.675)	(41.995)
4.03.04	Recebimento dividendos e JCP	4.177	107.808	12.775	41.933
4.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	0	0	0	0
4.05	Aumento(Redução) de Caixa e Equivalentes	(3.566)	(8.070)	(39.727)	(122.711)
4.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	14.413	18.917	55.584	138.588
4.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	10.847	10.847	15.857	15.857

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

05.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2009 a 30/09/2009 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	714.552	4.458	559.390	0	(144.054)	0	1.134.346
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	714.552	4.458	559.390	0	(144.054)	0	1.134.346
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	(55.622)	0	(55.622)
5.05	Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	0	(66.251)	0	66.251	0	0
5.12.01	Realização reserv. reaval. controladas	0	0	(66.251)	0	66.251	0	0
5.13	Saldo Final	714.552	4.458	493.139	0	(133.425)	0	1.078.724

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Rede Energia S.A. (Companhia), sociedade de capital aberto, controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., atua exclusivamente como “holding” controladora de participações societárias, tendo como objetivo principal a participação acionária em empresas controladas e coligadas diretas e indiretas, vinculadas à, atividade de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como atividades necessárias ou úteis à consecução do seu objeto social ou com ele relacionadas.

2. DAS CONCESSÕES

As áreas da concessão legal nas atividades de distribuição de energia elétrica de suas controladas diretas e indiretas são as seguintes:

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

<u>Controladas diretas:</u>	<u>Áreas de concessão</u>	<u>Área em km² (*)</u>	<u>Número aproximado de consumidores atendidos (*)</u>	<u>Número de municípios abrangidos (*)</u>
Caiuá - Distribuição de Energia S.A.	Região de Presidente Prudente no Oeste do Estado de São Paulo (SP)	9.149	204.845	24
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranaíba S.A.	Região de Assis no Oeste do Estado de São Paulo (SP)	11.780	155.564	27
Empresa Elétrica Bragançana S.A.	Região de Bragança Paulista no Estado de São Paulo (SP) e Cambuí no Estado de Minas Gerais (MG)	3.493	122.890	15
Cia. Força e Luz do Oeste	Município de Guarapuava no Estado do Paraná (PR)	1.200	48.331	1
Cia. Nacional de Energia Elétrica	Região de Catanduva e Novo Horizonte no Estado de São Paulo (SP)	4.500	97.077	15
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	Estado do Tocantins (TO)	277.621	411.306	139
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	Estado do Mato Grosso (MT)	903.358	985.389	141
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Estado do Mato Grosso do Sul (MS)	328.316	773.816	73
<u>Controlada Indireta:</u>				
Celpe	Estado do Pará (PA)	1.247.690	1.638.932	143
Soma		2.787.107	4.438.150	578
Rede Comercializadora de Energia S.A.			16	
TOTAL		2.787.107	4.438.166	578

(*) Informações não auditadas.

As principais concessões nas atividades de geração de energia elétrica da Companhia e de suas controladas diretas e indiretas, consolidadas, são as seguintes:

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Companhia/UHE	Rio	Capacidade instalada MW(*)	Capacidade utilizada MW(*)	Data da concessão	Data de vencimento
Cia. Nacional de Energia Elétrica:					
UHE Reynaldo Gonçalves	Ribeirão dos Porcos	1,00	0,16	01/12/1998	07/07/2015
Juruena Energia S.A.:					
UHE Juína	Aripuanã	5,10	4,41	11/12/1997	11/12/2027
UHE Aripuanã	Aripuanã	0,80	0,87	11/12/1997	11/12/2027
Tangará Energia S.A.:					
UHE Guaporé	Guaporé	124,20	50,45	13/03/2000	07/07/2025

Companhia	Concessão / Usinas Termelétricas	Capacidade instalada MW (*)	Capacidade utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	Concessão de 6 Usinas Termelétricas, sendo as mais representativas: Comodoro, Juruena e Cotriguaçu.	15,58	6,02	10/12/1997	10/12/2027
	Concessão de 34 Usinas Termelétricas sendo 11 próprias e 23 tercerizadas, as mais representativas, com capacidade instalada acima de 5 MW:				
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	Santana do Araguaia, Breves, Juruti, Monte Alegre, Óbidos e Oriximiná.	57,66	62,75	28/07/1998	28/07/2028

(*) Informações não auditadas.

Os Contratos de concessão das controladas geradoras e distribuidoras, assinados com a União Federal, contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens ao final da concessão. Para tanto, referidos bens são depreciados de acordo com as taxas determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A geração própria de energia elétrica das Controladas consolidadas representa aproximadamente 5,17% (*) da energia distribuída, sendo a parcela remanescente fornecida substancialmente pela Duke Energy e AES Tietê, no Estado de São Paulo, Cemig no Estado de Minas Gerais, Eletronorte, Furnas, Eletrobrás, Enerpeixe e Chesf nos Estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins e Pará, e Copel, no Estado do Paraná.

Para a prestação dos serviços objeto das concessões supramencionadas, suas controladas possuíam, em 30 de setembro de 2009, um quadro próprio de 6.424 (*) funcionários, 6.239 (*) prestadores de serviços e 186 (*) estagiários.

(*) Informações não auditadas.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As Informações Trimestrais - ITR da Companhia e do Consolidado estão apresentadas em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma, e foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, consistentes com aqueles adotados na elaboração das Demonstrações Financeiras do último exercício social, as quais abrangem a legislação societária brasileira, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica, definidas pelo poder concedente, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2008, a Companhia e suas Controladas adotaram pela primeira vez as alterações na Legislação Societária introduzidas pela Lei nº. 11.638 de 28 de dezembro de 2007, e pela Medida Provisória nº. 449 de 3 de dezembro de 2008, convertida na Lei 11.941/2009 de 27 de maio de 2009.

As alterações efetuadas na Lei das Sociedades por Ações tiveram como principal objetivo sua atualização, o que possibilitará o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil, com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade que são emitidas pelo IASB (International Accounting Standard Board). As mudanças introduzidas na Lei das Sociedades por Ações causaram efeitos nas demonstrações financeiras consolidadas e individuais, entre tais se destaca os seguintes efeitos:

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- a) Os ativos registrados no ativo imobilizado e intangíveis foram submetidos a teste de recuperabilidade econômica conforme requerido pela Deliberação CVM nº. 527/2007, concluindo que nenhum ajuste era necessário;
- b) A Companhia e as suas controladas, procederam a análise da conta intangível, mantendo-se apenas aquelas contas que atendem a definição de intangível conforme a Delib. 553/08;
- c) Os contratos de arrendamentos mercantis, que transferem riscos e benefícios foram analisados e registrados como ativo imobilizado, em atendimento a Delib. CVM nº 554/08;
- d) Os custos de captações de empréstimos e financiamentos e emissão de títulos foram reclassificados como redutores dos respectivos passivos, sendo que suas apropriações passaram a ser feitas com base na taxa efetiva de juros da operação, conforme Delib. 556/08;
- e) Para as contas de ativo e passivo de longo prazo e de curto prazo, procedeu-se a devida análise dos itens suscetíveis de ajuste a valor presente, conforme Delib. CVM 564/08, concluindo que os principais efeitos estão relacionados com as rubricas “Consumidores”, “Impostos e Contribuições a Compensar” e “Indenização Trabalhista - Plano Bresser”;
- f) A Companhia e as suas controladas possuem diversos instrumentos financeiros. Após a análise dos mesmos, adotou-se a mensuração dos derivativos representados por contratos de SWAP, pelo valor justo por meio do resultado, e designou o Bônus Perpétuo como “instrumentos financeiros designado no reconhecimento inicial, como mensurado a valor justo por meio de resultado” conforme Deliberação. 566/08;
- g) Os efeitos ocorridos nas Controladas estão refletidos no resultado, na proporção da participação no capital social.
- h) A Companhia e as suas controladas não procederam, para fins de comparação, o ajuste retroativo de suas demonstrações contábeis de 30 de setembro de 2008, conforme permitido pelo Ofício Circular CVM/SNC/SEP nº. 02/2009;
- i) Os efeitos no resultado e no patrimônio líquido da Companhia e Consolidado em 30 de setembro de 2008, em função da adoção da Lei 11.638/07 e Medida Provisória 449/08, convertida na Lei nº. 11.941/2009 em 27 de maio de 2009, são apresentados a seguir:

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Companhia	Patrimônio Líquido 30/09/08	Resultado terceiro trimestre 2008	Resultado período findo em 09/2008
Saldos anteriores aos ajustes da Lei nº 11.638/07 e MP nº 449/08	614.040	(248.893)	(224.194)
Passivo Financeiro avaliado pelo valor justo por meio de resultado	239.122	251.370	239.122
Ajustes nas reclassificações dos custos das transações pela TEJ	(258)	(93)	(258)
Reversão das despesas antecipadas ajustadas no PL de 31/12/07	10.165	3.515	10.165
Efeitos da Lei nº 11.638/07 e MP nº 449/08 na Equivalência Patrimonial	(5.131)	8.040	(5.131)
Efeitos Tributários sobre os ajustes da Lei nº 11.638/07 e MP nº 449/08	(84.670)	(86.629)	(84.670)
Saldos após aos ajustes da Lei nº 11.638/07 e MP nº 449/08	773.268	(72.690)	(64.966)

Consolidado	Patrimônio Líquido 30/09/08	Resultado terceiro trimestre 2008	Resultado período findo em 09/2008
Saldos anteriores aos ajustes da Lei nº 11.638/07 e MP nº 449/08	614.040	(248.893)	(224.194)
Passivo Financeiro avaliado pelo valor justo por meio de resultado	239.122	251.370	239.122
Ajustes de instrumentos financeiros derivativos	14.045	40.083	14.045
Ajustes nas reclassificações dos custos das transações pela TEJ	(643)	(237)	(643)
Reversão das despesas antecipadas ajustadas no PL de 31/12/07	10.165	3.515	10.165
Ajustes a Valor Presente de ativos e passivos de longo prazo	(30.287)	(10.401)	(30.287)
Registro de contratos de Arrendamento Mercantil	(275)	(23)	(275)
Efeitos da Lei nº 11.638/07 e MP nº 449/08 na participação dos minoritários	6.024	(11.440)	6.024
Efeitos Tributários sobre os ajustes da Lei nº 11.638/07 e MP nº 449/08	(78.923)	(96.664)	(78.923)
Saldos após aos ajustes da Lei nº 11.638/07 e MP nº 449/08	773.268	(72.690)	(64.966)

Além destes efeitos, a Companhia e sua controlada Rede Power S.A. possuem valores registrados de deságio de R\$ 104.586 e R\$ 84.351, respectivamente. Esses deságios foram apurados na operação de permuta entre a Companhia, a referida controlada e a EDP-Energias do Brasil S.A., descrita mais adiante e com mais detalhes na nota explicativa 17.

Analisado consoante o requerido pela Instrução CVM nº. 247/96, concluiu-se que os valores de deságios apurados, não se enquadram nos fundamentos ali descritos, quais sejam: a) mais ou menos valias dos ativos e passivos e b) expectativa de resultados futuros. Assim, e considerando que os valores de deságios não podem ser explicados a luz dos ativos e passivos da controlada adquirida e tampouco sobre sua rentabilidade, conclui-se que os mesmos não possuem fundamentação. No período em que a aplicabilidade do CPC 15, que trata de combinação de negócios, for requerida, o patrimônio líquido será aumentado em R\$ 135.366, líquido dos efeitos tributários.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

Ajuste a Valor Presente: Os ativos e passivos de longo prazo, bem como, os de curto prazo caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com as rubricas “Consumidores”, “Impostos e Contribuições Sociais a Compensar” e “Indenização Trabalhista - Plano Bresser”. As taxas de descontos utilizadas refletem as taxas utilizadas para riscos e prazos semelhantes as utilizadas pelo mercado e a taxa WACC para os casos referentes a assuntos regulatórios.

Aplicações no mercado aberto e títulos e valores mobiliários: são registrados ao valor de custo, acrescido dos respectivos rendimentos auferidos até a data das demonstrações financeiras. A Companhia e suas Controladas procederam o cálculo do valor justo das aplicações financeiras com base nas taxas de mercado nas respectivas datas, apurando o valor de mercado próximo ao valor contabilizado.

Consumidores: incluem o fornecimento de energia elétrica faturado e a faturar de consumidores finais, uso da rede, serviços prestados, acréscimos moratórios e de outras concessionárias pelo suprimento de energia elétrica conforme montantes disponibilizados pela CCEE e saldos relacionados a ativos regulatórios de diversas naturezas, registrados de acordo com o regime de competência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa: constituída por montante considerado suficiente pela administração da Companhia para cobrir as possíveis perdas que possam ocorrer na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável.

Estoque (Inclusive do Ativo Imobilizado): os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles destinados a investimento classificados no Ativo não Circulante - Imobilizado (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição.

Investimentos: inclui as participações societárias permanentes em controladas e coligadas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial. As demais participações estão registradas ao custo de aquisição, deduzidas de provisões para redução ao valor de mercado, quando aplicável.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Intangível - Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos destinados a manutenção da entidade ou exercidos com tal finalidade, como *softwares* e servidões de passagem. Inclui também os ágios registrados na aquisição de subsidiárias, decorrentes da diferença entre o preço de aquisição pago e o valor do patrimônio contábil da empresa adquirida. No ano de 2008, os ágios foram submetidos a testes de recuperabilidade econômica. Os demais ativos intangíveis serão amortizados somente caso sua vida útil puder ser razoavelmente estimada, caso contrário serão considerados como de vida útil indefinida, sendo assim sujeitos apenas ao teste de recuperabilidade econômica no mínimo anualmente.

Imobilizado: Inclui os itens que se referem a bens corpóreos destinados à manutenção das atividades das empresas, inclusive os decorrentes de operações que transfiram os benefícios, os riscos e o controle dos bens. Está registrado ao custo de aquisição ou construção, corrigido monetariamente até 31 de dezembro de 1995 e reavaliado em agosto de 2001, com revisão em maio de 2005, exceto para os grupos de automóveis, caminhões e móveis e utensílios. A depreciação dos bens é calculada pelo método linear, às taxas médias anuais de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº. 240 de 05 de dezembro de 2006. Os ativos imobilizado têm o seu valor testado caso haja indicadores de perda de valor conforme requerido pela Deliberação CVM nº. 527/2007.

Arrendamento Mercantil - Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos, este é reconhecido como um ativo da Companhia e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

Reserva de reavaliação: é realizada em proporção à depreciação e alienação dos ativos imobilizados reavaliados, sendo transferida para a conta de lucros acumulados, líquida dos efeitos do imposto de renda e da contribuição social. A Companhia e as suas controladas optaram por manterem os saldos existentes das reservas de reavaliações até a sua efetiva realização, conforme permitido no art. 6º. da Lei 11.638/07.

Custos indiretos de obras em andamento: parte dos gastos da administração central é apropriada às imobilizações em curso. Essa apropriação é feita mensalmente com base em critérios adequadamente fundamentados.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Empréstimos, financiamentos e debêntures: estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Esses ajustes são apropriados ao resultado do período pela taxa efetiva de juros como despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo imobilizado em curso.

Instrumentos financeiros designados no reconhecimento inicial, como mensurados a valor justo por meio do resultado: São designados nesta categoria os instrumentos financeiros cuja opção por tal mensuração gerar uma informação mais relevante, devido a pelo menos um dos critérios abaixo:

- i. Eliminar ou reduzir significativamente inconsistências de mensuração ou reconhecimento que ocorreriam em virtude da avaliação de ativos e passivos ou do reconhecimento de seus ganhos e perdas em bases diferentes;
- ii. O valor justo, para um grupo de ativos financeiros, passivos financeiros ou ambos, ser utilizado como base para gerenciamento e avaliação de performance - conforme estratégia de investimento ou gerenciamento de risco de mercado documentada - e como base para envio de informações para a alta administração.

Uma vez que a designação é feita, esta é irrevogável. Estes instrumentos, então, devem ser mensurados inicialmente pelo seu valor justo, com os custos de transação afetando diretamente o resultado do período. Subsequentemente, os valores justos são re-mensurados, e os ganhos e perdas têm como contra partida o resultado.

Provisão para passivos contingentes: as provisões para contingências são constituídas mediante avaliações dos riscos em processos cuja probabilidade de perda é provável e quantificadas com base em fundamentos econômicos, na avaliação da administração e dos assessores legais em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e outros fatos contingenciais conhecidos nas datas dos balanços.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Imposto de renda e contribuição social: a provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada com base no lucro tributável e na base de cálculo da contribuição social, de acordo com as alíquotas vigentes na data do balanço. Sobre as diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social são constituídos impostos diferidos, de acordo com as respectivas alíquotas vigentes na data do balanço. Os prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício. De acordo com o art. 15 da M.P. nº 449/08, convertida na Lei nº. 11.941/2009, de 27 de maio de 2009, que institui o Regime Tributário de Transição ("RTT") de apuração do Lucro Real, a Companhia e suas controladas consideraram a opção pelo RTT aplicável ao biênio 2008-2009, por meio do envio da Declaração de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica-DIPJ do ano calendário de 2008.

Registro das operações de compra e venda de energia na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: as compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil pela CCEE, os valores são estimados pela administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Plano de suplementação de aposentadoria e pensão: os custos, as contribuições e o passivo atuarial são determinados, na data do balanço, por atuários independentes. A partir de 31 de dezembro de 2001, esses valores são apurados e registrados de acordo com a Deliberação CVM nº. 371/00.

Outros direitos e obrigações: demais ativos e passivos circulantes e não circulantes que estão sujeitos a variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das demonstrações contábeis.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Derivativos: A Companhia e suas controladas firmaram contratos derivativos com o objetivo de administrar os riscos associados a variações nas taxas cambiais e de juros. Os referidos contratos derivativos são contabilizados pelo regime de competência e estão mensurados a valor justo por meio de resultados. Os ganhos e perdas auferidos ou incorridos em função desses contratos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras. Os contratos derivativos da Companhia e suas controladas são com instituições financeiras de grande porte e que apresentam grande experiência com instrumentos financeiros dessa natureza. A Companhia e suas controladas não têm contratos derivativos com fins comerciais e especulativos.

Estimativas: A preparação de demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia e de suas Controladas se baseiem em julgamento para determinação e o registro de certas estimativas que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações financeiras. A Companhia e as suas Controladas revisam as estimativas e as premissas pelo menos anualmente.

Resultado - As receitas de fornecimento de energia elétrica foram mensuradas com base no regime de competência, incluindo a quantificação estimada do fornecimento de energia elétrica da última medição até o encerramento das demonstrações financeiras, não estando limitado apenas à conclusão do processo de faturamento e a consequente emissão física da respectiva conta.

Informações sobre quantidade de ações e resultado por ação: conforme requerido pelas práticas contábeis adotadas no Brasil, as informações sobre quantidade de ações e resultado por ações consideram a quantidade histórica de ações efetivamente em circulação na data do balanço. O lucro (prejuízo) por ação corresponde à razão entre o lucro(prejuízo) líquido da Companhia no trimestre e a quantidade de ações em circulação no final deste trimestre.

Subvenção e assistência governamental: A partir de 1º janeiro de 2008, as subvenções governamentais se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática. Os valores a serem apropriados no resultado serão destinados à Reserva de Incentivos Fiscais. Atualmente a Companhia não tem subvenções e assistências governamentais

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

5. INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS CONSOLIDADAS

As Informações Trimestrais - ITR, companhia e consolidado, foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução CVM nº. 247, de 27 de março de 1996, e alterações posteriores, abrangendo os saldos e transações da Companhia e de suas Controladas diretas e indiretas. Todos os saldos e transações relevantes entre a Companhia e suas Controladas são eliminados na consolidação incluindo investimentos, contas a receber, dividendos a receber, receitas e despesas entre as companhias.

Não há participação societária recíproca entre as Companhias, e a participação dos acionistas não controladores está destacada em conta específica no passivo e no resultado de cada ano apresentado, na rubrica “participações minoritárias”.

Os ágios apurados na aquisição dos investimentos das controladas estão registrados em conta destacada do ativo permanente - Intangível.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem as seguintes Companhias:

<u>Empresas Controladas diretas:</u>	<u>Atividade</u>	<u>Percentual de</u>	
		<u>30/09/2009</u>	<u>30/06/2009</u>
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	Distribuição	91,45	91,45
Cia. Nacional de Energia Elétrica	Distribuição	98,69	98,69
Cia. Força e Luz do Oeste	Distribuição	97,70	97,70
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	Distribuição	50,86	50,86
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	Distribuição	39,92	39,92
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	Distribuição	61,37	61,37
QMRA Participações S.A.	Holding	100,00	100,00
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Distribuição	99,91	99,91
Tangará Energia S.A.	Geração	70,78	70,78
Rede Power do Brasil S.A.	Prest. Serviços	99,98	99,98
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Distribuição	100,00	100,00
Empresa de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S. A .	Distribuição	100,00	100,00
Rede Comercializadora de Energia S. A .	Comerc. Energia	99,60	99,60
Rede de Eletricidade e Serviços S. A .	Serviços	99,50	99,50
Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S. A .	Agrícola	60,48	60,48
<u>Investimento em Controladas indiretas:</u>			
Juruena Energia S.A.	Geração	99,98	99,98

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

6. APLICAÇÕES NO MERCADO ABERTO

<u>Instituição</u> <u>Financeira</u>	<u>Tipo de</u>		<u>Taxas %</u>	<u>Companhia</u>	
	<u>Aplicação</u>	<u>Vencimento</u>		<u>30/09/2009</u>	<u>30/06/2009</u>
HSBC Bank	CDB	(*)	101,00 CDI	-	1.427
Industrial Brasil	CDB	(*)	103,00 CDI	6.882	-
Safr	CDB - FLUXO	(*)	10,00 CDI	82	11.690
Total				6.964	13.117

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Instituição Financeira	Tipo de Aplicação	Vcto.	Taxas %	Consolidado	
				30/9/2009	30/6/2009
			103,50 a		
ABC Brasil	CDB	(*)	106,00 CDI	-	5.037
			103,00 e		
Mercantil Brasil	CDB	(*)	110,00 CDI	-	3.040
			100,00 e		
Daycoval	CDB	(*)	110,00 CDI	62.541	21.444
Votorantim	CDB	(*)	102,00 CDI	7	7
			100,20 a		
HSBC Bank	CDB	(*)	101,00 CDI	-	5.969
Bradesco	Fic Fi Di Saf	(*)		179	-
Fibra	CDB	(*)	103,50 CDI	-	3.036
			98,50 a		
Bradesco	CDB	(*)	102,00 CDI	47	49
Bradesco	Tit. Capital.	(*)		250	-
Bradesco	Poupança	(*)	TR = 6%	3	179
Bradesco	Debêntures	(*)	100,50 CDI	3.598	6.579
BIC	CDB	(*)	103,50 CDI	16.337	26.311
			98,00 e		
Itaú BBA	CDB	(*)	101,20 CDI	132	76
			98,00 a		
Itaú	CDB	(*)	100,00 CDI	-	54
Brasil	CDB	(*)	100,00 CDI	232	218
Brasil	Poupança	(*)	TR = 6%	653	599
Unibanco	Poupança	(*)	TR = 6%	-	250
			15,00 a 40,00		
Unibanco	LCA	(*)	CDI	6.800	20.956
Brasil	CDB	(*)	99,00 CDI	87.893	-
			103,00 e		
Industrial Brasil	CDB	(*)	108,00 CDI	8.986	6.134
Safra	CDB - FLUXO	(*)	10,00 CDI	82	11.690
			103,00 a		
Safra	CDB	(*)	103,50 CDI	5.411	11.363
Safra	Poupança	(*)	TR = 6%	-	2
			Op. Pré		
Brasil - LPT	CDB	(*)	Fixada	22.284	-
Basa	Tit. Capital.	(*)		2.000	
Basa	CDB	(*)	100,80 CDI	3	3
Basa	Poupança	(*)	TR = 6%	-	1.400
Itaú BBA	Debêntures	(*)	101,20 CDI	2	-
Real	CDB	(*)	100,70 CDI	-	2
Total				217.440	124.398

(*) As aplicações financeiras são consideradas equivalentes caixa por terem alta liquidez, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudanças de valor. Seu valor contábil é próximo ao seu valor justo.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

7. CONSUMIDORES

Composição:

	Consolidado					
	30/09/2009	30/06/2009				
Consumidores:						
Faturados	1.121.804	1.059.497				
Não faturados	204.875	198.622				
	<u>1.326.679</u>	<u>1.258.119</u>				

Classe de consumidores	Saldo			Total	30/9/2009	30/6/2009
	Saldo Vincendo	Até 90 dias	Mais de 90 dias			
Ativo circulante :						
Residencial	220.005	147.520	109.918	257.438	477.443	439.111
Industrial	144.365	38.578	66.780	105.358	249.723	238.766
Comércio, serviços e outras atividades	133.605	55.733	75.337	131.070	264.675	250.828
Rural	37.477	14.860	18.084	32.944	70.421	62.814
Poder público:						
Federal	6.241	3.201	1.871	5.072	11.313	10.334
Estadual	14.011	7.799	6.408	14.207	28.218	26.659
Municipal	43.935	16.883	13.085	29.968	73.903	71.624
Iluminação pública	28.026	6.301	4.043	10.344	38.370	39.494
Serviço público	25.271	11.721	8.353	20.074	45.345	42.880
Parcelamentos	-	-	-	-	-	-
(-) Ajuste a valor presente Lei 11.638/2007 (d)	(1.077)	-	-	-	(1.077)	(1.300)
Redução de Tarifa - Irrigação e Aquicultura (b)	1.106	-	-	-	1.106	1.131
Fornecimento não faturado Programa Luz P/Todos (c)	48.834	-	-	-	48.834	59.139
Recomposição tarifária extraordinária (*)	4.341	-	-	-	4.341	3.818
Redução de Uso Sistema de Distribuição	14.064	-	-	-	14.064	12.821
Subtotal - consumidores	720.204	302.596	303.879	606.475	1.326.679	1.258.119
Participação financeira do consumidor	14.180	327	2.162	2.489	16.669	16.039
Comercialização na CCEE (a)	6.002	-	-	-	6.002	3.443
Programa emergencial redução do consumo	-	-	990	990	990	997
Encargos de capacidade emergencial	-	32	4.247	4.279	4.279	4.345
Energia livre (*)	7.559	-	-	-	7.559	7.867
Concessionárias e permissionárias	3.068	-	-	-	3.068	2.937
Encargos de uso da rede elétrica	12.982	-	-	-	12.982	8.367
Outros	15.580	7.153	6.529	13.682	29.262	29.439
Total	779.575	310.108	317.807	627.915	1.407.490	1.331.553
Ativo não circulante :						
Consumidores	153.551	-	85.304	85.304	238.855	233.931
(-) Ajuste a valor presente Lei 11.638/2007 (d)	(7.668)	-	-	-	(7.668)	(8.361)
Recomposição tarifária extraordinária (*)	29.884	-	-	-	29.884	30.456
Participação financeira do consumidor	59.274	-	-	-	59.274	61.470
Comercialização no CCEE (a)	17.126	-	-	-	17.126	17.867
Energia livre (*)	8.637	-	-	-	8.637	9.491
Provisão Perda Energia Livre	(7.926)	-	-	-	(7.926)	(7.926)
Redução de Tarifa Irrigação e Aquicultura	819	-	-	-	819	123
Redução de Uso Sistema de Distribuição	-	-	-	-	-	582
Outros	1.944	-	-	-	1.944	1.810
Total	255.641	-	85.304	85.304	340.945	339.443

(*) vide nota explicativa nº. 11

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(a) Comercialização na CCEE

O saldo da conta de consumidores no consolidado inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia de curto e longo prazo no montante de R\$ 23.128, com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até o mês de setembro de 2009. De acordo com a Resolução ANEEL nº. 552, de 14 de outubro de 2002, os valores das transações de energia de curto prazo não liquidados nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado.

As operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, após os ajustes divulgados pela CCEE, tiveram seu processo de liquidação concluído em julho de 2003. As demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período findo em 30 de setembro de 2009 estão sendo liquidadas mensalmente.

Os valores da energia no curto prazo e da energia livre estão sujeitos a modificação, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor.

(b) Subsídio a Irrigantes

A Resolução Normativa nº. 540, de 1 de outubro de 2002, implementou a Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002, que estendeu os descontos especiais nas tarifas de energia elétrica de irrigantes ao consumo verificado no horário compreendido entre 21h30 e 6h do dia seguinte.

Esse dispositivo legal ampliou o horário, estabelecido na Portaria DNAEE 105, de 3 de abril de 1992, das 23h às 5hs do dia seguinte, em que eram concedidos descontos especiais para consumidores do Grupo A (alta tensão) e para o Grupo B (baixa tensão).

A Resolução Normativa nº. 207, de 9 de janeiro de 2006, que “estabelece os procedimentos para aplicação de descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica da atividade de irrigação e na aquicultura”, dispôs no artigo 6º. que “o valor financeiro resultante dos descontos estabelecido nesta Resolução, configura direito da concessionária a ser compensado no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração”.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Controlada	Resolução Homolog	Data	Percentual Médio	Nota Técnica	Data	Processo 48500.	Valor R\$	Percentual %
CEMAT	794	07/04/09	13,04%	118/2009	31/03/09	7411/2008-87	89	0,18
CAUÁ D	819	05/05/09	17,55%	153/2009	29/04/09	7402/2008-96	14	0,006
EEB	818	05/05/09	16,14%	154/2009	29/04/09	7400/2008-05	1	0,0003
EDEVP	816	05/05/09	11,16%	156/2009	30/04/09	7401/2008-41	82	0,040
CNEE	817	05/05/09	5,48%	155/2009	30/04/09	7399/2008-19	(134)	-0,120
ENERSUL	796	07/04/09	0,00%	120/2009	31/03/09	7410/2008-32	(230)	-0,023
CELTINS	847	30/06/09	-5,50%	221/2009	29/06/09	2503/2009-51	639	0,158
CELPA	857	04/09/09	8,63%	269/2009	03/09/09	2502/2009-15	24	0,002
TOTAL							485	

ATIVO

Saldo em 30 de junho de 2009

Apropriado no período

Amortizado no período

Atualizado no período

Transferido do Longo Prazo

Transferido para Passivo

Saldo em 30 de setembro de 2009

Circulante

1.131

Não Circulante

123

- 1.502

(672) (159)

- -

647 (647)

- -

1.106 819

(c) Fornecimento não Faturado - Programa Luz para Todos:

Pelas Resoluções Homologatórias, Notas Técnicas e Processos, que homologam as tarifas de fornecimento de energia elétrica de suas Controladas, ficam reconhecidas as despesas realizadas com o Programa Luz para Todos. A Superintendência de Regulação Econômica - SRE, analisou os dados informados pelas Concessionárias Controladas e decidiu considerar neste reajuste o que segue:

Controlada	Resolução Homolog	Data	Percentual Médio	Nota Técnica	Data	Processo 48500.	Valor R\$	Percentual %
CEMAT	794	07/04/09	13,04%	118/2009	31/03/09	7411/2008-87	14.273	0,938
EEB	818	05/05/09	16,14%	154/2009	29/04/09	7400/2008-05	104	0,057
ENERSUL	796	07/04/09	0,00%	120/2009	31/03/09	7410/2008-32	829	0,084
CELTINS	847	30/06/09	-5,50%	221/2009	29/06/09	2503/2009-51	3.395	0,837
CELPA	857	04/08/09	8,63%	269/2009	03/09/09	2502/2009-15	34.507	2,278
CFLO	842	23/06/09	4,85%	213/2009	17/06/09	7185/2008-34	(60)	-0,109
TOTAL							53.048	

Saldo em 30 de junho de 2009

59.139

Apropriado no período

1.774

Amortizado no período

(12.079)

Saldo em 30 de setembro de 2009

48.834

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(d) Ajuste a valor presente

Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros. Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 12,81% a.a., que representa o custo médio ponderado de capital (WACC) que a ANEEL considera como taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia elétrica, cuja metodologia está definida na Nota Técnica ANEEL nº. 234/2006, de 25 de agosto de 2006.

Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume das negociações a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foi omitido, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

8. PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA

Composição:

Circulante	Consolidado	
	30/09/2009	30/06/2009
Residencial	(54.300)	(54.009)
Industrial	(5.209)	(7.527)
Comércio, serviços e outras atividades	(27.407)	(33.744)
Rural	(5.000)	(5.290)
Parcelamentos Enersul	(5.859)	(5.956)
Outras receitas	(7.567)	(7.097)
Subtotal de consumidores	(105.342)	(113.623)
Diversos créditos	(2.118)	(2.118)
Total circulante	(107.460)	(115.741)
Não Circulante		
Perda Receita RTE	(4.539)	(4.539)
Total	(111.999)	(120.280)

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Movimentação:

	<u>30/09/2009</u>	<u>30/06/2009</u>
Saldo no início do exercício	120.280	121.665
Perdas no período	(1.562)	(8.517)
Recuperação de perdas no período	11.987	1.170
Complemento de provisão	<u>(18.706)</u>	<u>5.962</u>
Saldo no final do período	<u>111.999</u>	<u>120.280</u>

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída considerando os critérios a seguir:

- Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias.
- Consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias.
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros, vencidos há mais de 360 dias.

Após análise criteriosa efetuada pela administração da Companhia e das controladas, foram excluídas contas vencidas que estão negociadas.

A Companhia e a Administração de suas controladas possuem um grupo de profissionais com o propósito de avaliar a qualidade e a possibilidade de recuperação dos créditos em atraso referente ao fornecimento de energia para os diversos segmentos de clientes.

Os administradores, com base naqueles estudos e na posição dos seus consultores jurídicos, entendem que os procedimentos de cobranças atualmente praticados, os parcelamentos, as diligências de cobranças e os acordos realizados com os diversos órgãos governamentais e de serviços públicos somados aos procedimentos judiciais, que compreendem, entre outros, a constituição de precatórios judiciais como garantia dos créditos e a aplicação dos termos previstas na legislação de responsabilidade fiscal vigente, minimizam potencialmente os riscos de incertezas dos recebimentos dos créditos.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

9. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

	Companhia		Consolidado	
	30/09/2009	30/06/2009	30/09/2009	30/06/2009
Ativo Circulante:				
ICMS (b)	-	-	52.422	87.334
(-) Ajuste a valor presente - ICMS s/ativo permanente	-	-	(6.197)	(6.307)
ICMS ajustado (b)	-	-	46.225	81.027
Imposto de renda (a)	28.916	26.800	106.651	90.540
Contribuição social (a)	5.096	5.037	27.640	23.143
PIS não cumulatividade	-	-	6.181	6.823
COFINS não cumulatividade	-	-	3.349	6.456
INSS	-	-	3.216	3.222
Parcelamento Paex Lei 11941/2009 RFB (c)	231	-	12.527	-
Diversos	13	375	3.202	1.953
Total	34.256	32.212	208.991	213.164
Ativo não Circulante:				
ICMS (b)	-	-	176.357	153.912
(-) Ajuste a valor presente - ICMS s/ativo permanente	-	-	(25.019)	(26.813)
ICMS ajustado (b)	-	-	151.338	127.099
INSS	-	-	-	-
Imposto de renda (a)	-	-	49.483	48.948
PIS não cumulatividade	-	-	137	137
Contribuição social (a)	-	-	12.492	12.366
ICMS demanda	-	-	273	273
Total	-	-	213.723	188.823

- a. Saldo negativo de Imposto de Renda e Contribuição Social apurado na Declaração de Ajuste Anual, de Anos - Calendários anteriores, decorrentes de estimativas parceladas, que será utilizado à medida que forem sendo pagas as prestações do PAEX (vide nota 21), e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição determinados com base no Resultado apurado em 31 de dezembro dos respectivos anos.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- b. O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo imobilizado serão recuperados em até 48 meses. A Companhia e as suas Controladas procederam o cálculo do AVP - Ajustes a Valor Presente, utilizando a taxa de 12,81% a.a, que representa o custo médio ponderado de capital (WACC) que a ANEEL considera como taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia elétrica, cuja metodologia está definida na Nota Técnica ANEEL nº. 234/2006 de 25 de agosto de 2006. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume da recuperação a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foi omitido, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.
- c. Refere-se a divergência entre as consolidações no Parcelamento Excepcional - PAEX, pela Companhia e suas controladas versus o saldo apurado pela Receita Federal do Brasil - RFB, que está sendo contestada na esfera administrativa da RFB. Nossos assessores jurídicos entendem que a interpretação da RFB será satisfatória para a Companhia, e, conseqüentemente, o referido ativo será compensado com o respectivo saldo do PAEX registrado no passivo.

10. REDUÇÃO DE RECEITA - BAIXA RENDA

Subvenção à Baixa Renda - Tarifa Social: o Governo Federal, por meio da Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou uma redução na receita operacional das controladas, que foram compensadas por meio do Decreto Presidencial nº. 4.538, de 23 de dezembro de 2002, em que foram definidas as fontes para concessão e subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, com consumo mensal inferior a 80 KWh ou com consumo entre 80 e 220 KWh, neste último caso desde que atendam a alguns critérios, conforme estabelecido no artigo 5º da Lei nº. 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Segue abaixo a movimentação no trimestre:

	Consolidado
Saldo em 30 de junho de 2009	37.805
Valor provisionado	10.289
Valor homologado	18.893
Valor recebido	(38.788)
Saldo em 30 de setembro de 2009	28.199

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

11. ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

a. Conta de Compensação de Variação de Custos da “Parcela A” - CVA

Conforme disposições contidas na Medida Provisória nº. 14, de 21 de dezembro de 2001, convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, Portarias Interministeriais nº. 296, de 25 de outubro de 2001, e nº. 25, de 24 de janeiro de 2002 e nº 116 de 4 de abril de 2003, e resoluções complementares da ANEEL, a Companhia registrou como despesas antecipadas a variação dos valores de itens denominados de “Parcela A” (custos não gerenciáveis) que serão recuperados através de aumentos tarifários futuros.

Descrição de Ativos e Passivos Regulatórios	Saldos	
	30/9/2009	30/6/2009
Contas de compensação variação de custos da		
Parc.A-CVA:		
CVA2001 - Período de 2001	15.870	15.612
CVA2007 - Período Tarifário de 2006 a 2007	1	442
CVA2008 - Período Tarifário de 2007 a 2008	17.782	30.323
CVA2009 - Período Tarifário de 2008 a 2009	190.907	184.072
CVA2010 - Período Tarifário de 2009 a 2010	28.491	21.496
Subtotal	253.051	251.945
Diferimento de Repos.Tarifária Rede Básica	(115.358)	(135.991)
Total de Ativos e Passivos Regulatórios	137.693	115.954

A Companhia através das suas Controladas, iniciou a compensação dos valores reconhecidos na “CVA” no período entre fevereiro de 2008 a julho de 2009, denominada “CVA 2009”.

Os valores que estão sendo compensados por meio da “CVA”, impactam em aumentos, bem como reduções, que serão percebidos nas tarifas de fornecimento de energia elétrica de suas controladas no período de abril de 2009 a agosto de 2010.

O quadro a seguir demonstra o saldo dos ativos e passivos regulatórios no período findo em setembro de 2009:

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

ATIVO

Conta de Consumo Combustível - CCC	48.294	7.529	(713)	799	(7.106)	-	48.803
Comp. Financ. Utiliz. Recursos Hídricos	-	-	-	-	-	-	-
Transporte Energia Elétrica Rede Básica	14.698	21.711	(388)	293	(2.534)	-	33.780
Encargo de Serviços de Sistemas - ESS	83.321	955	(3.031)	2.355	(21.414)	-	62.186
Repasse de Potência Itaipú	88	-	-	-	-	-	88
Conta de Desenvol. Energético - CDE	5.746	672	-	146	(840)	-	5.724
Programa de Incent. Fontes Alt. - Proinf	12.830	327	-	269	(3.265)	-	10.161
Custo de Aquisição de Energia	92.366	8.199	(7.131)	1.299	(10.892)	-	83.841
Transporte de Energia Elétrica - Itaipú	1.399	230	-	29	(314)	-	1.344
Reserva Global de Reversão - RGR	46	-	-	-	-	-	46
Custo Aquisição Energia - Contr. Iniciais	4.835	-	-	104	(265)	-	4.674
Majoração de Aliquota PIS/COFINS	3.597	-	-	-	-	-	3.597
Diferimento de Repos. Tarifária Rede Básica	93.158	54.906	-	-	(15.716)	-	132.348
Encargos de Conexão	-	-	-	-	-	-	-
TFSEE	-	-	-	-	-	-	-
Total no Ativo	360.378	94.529	(11.263)	5.294	(62.346)	-	386.592
Parcelas classif. no Circulante	170.060	179	-	2.831	(58.862)	54.620	168.828
Parcelas classif. no Real. Longo Prazo	190.318	94.350	(11.263)	2.463	(3.484)	(54.620)	217.764

PASSIVO

Conta de Consumo Combustível - CCC	(11.173)	(3.109)	713	(228)	124	-	(13.673)
Transporte Energia Elétrica Rede Básica	(838)	(168)	388	(17)	147	-	(488)
Encargo de Serviços de Sistemas - ESS	(6.669)	(12.137)	3.031	(137)	-	-	(15.912)
Conta de Desenvol. Energético - CDE	(9)	-	-	-	2	-	(7)
Programa de Incent. Fontes Alt. - Proinf	(25)	-	-	-	7	-	(18)
Custo de Aquisição de Energia	(33.418)	(30.721)	7.131	(146)	6.552	-	(50.602)
Transporte de Energia Elétrica - Itaipú	-	-	-	-	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(5.233)	-	-	(731)	953	-	(5.011)
Custo Aquisição Energia - Contr. Iniciais	(3.295)	-	-	-	-	-	(3.295)
Majoração de Aliquota PIS/COFINS	(4)	-	-	-	1	-	(3)
Diferimento de Repos. Tarifária Rede Básica	(183.760)	(590)	-	(2.823)	27.283	-	(159.890)
Total no Passivo	(244.424)	(46.725)	11.263	(4.082)	35.069	-	(248.899)
Parcelas classif. no Circulante	(117.765)	(4.720)	-	(2.459)	35.069	(32.458)	(122.333)
Parcelas classif. no Exigível Longo Prazo	(126.659)	(42.005)	11.263	(1.623)	-	32.458	(126.566)

b) Devolução tarifária - Controlada ENERSUL

Na reunião pública ocorrida no dia 7 de abril de 2008, a ANEEL decidiu pelo parcelamento da compensação gerada pela redução da Base de Remuneração Regulatória - BRR de 2003 em até 36 meses de forma a anular aumentos tarifários resultantes de repasse de CVA, com base nas simulações realizadas se confirmada as premissas o saldo remanescente será suficiente para evitar que haja aumento tarifário em 2009 e, ainda, para suavizar ou até mesmo evitar que haja elevação tarifária em 2010. Vale ressaltar que as simulações foram feitas levando-se em consideração o cenário mais provável de evolução da média dos custos de geração e de transmissão e com encargos setoriais, além das previsões do Banco Central para os índices de inflação. Esta compensação será remunerada pela taxa Selic.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O reposicionamento foi o principal resultado da revisão tarifária e decorreu da aferição pela Aneel dos custos operacionais eficientes, através da metodologia Empresa de Referência - ER, da avaliação dos investimentos prudentes, através da Base de Remuneração Regulatória - BRR, e do reconhecimento de custos não gerenciáveis, Parcela A. No presente caso da Enersul a ER foi mantida como provisória por existir alguns componentes ainda em avaliação pela ANEEL.

O saldo líquido desta compensação financeira, totalizou R\$ 151.122, resultado de R\$ 192.326 referentes ao efeito retroativo da redução da Base de Remuneração Regulatória - BRR de 2003, deduzidos de R\$ 41.204 relativos à última parcela do diferimento da revisão tarifária de 2003 e não recebidos pela Enersul, sendo o valor de R\$ 18.450 aplicado para compensação financeira durante o ciclo tarifário 2008/2009 e R\$ 76.522 aplicado para compensação financeira durante o ciclo tarifário 2009/2010.

c) Acordo Geral do Setor Elétrico

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - CGCEE, e as concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica celebraram, em dezembro de 2001, o Acordo Geral do Setor Elétrico, definindo os critérios para a recomposição das receitas e perdas extraordinárias relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que se dará através de adicional tarifário nas contas de fornecimento de energia, sendo 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda), iluminação pública e rural, e de 7,9% para as demais classes de consumidores.

A ANEEL, através do Ofício Circular nº. 2.212, de 20 de dezembro de 2005; e 074, de 23 de janeiro de 2006, estabeleceu os seguintes procedimentos para o cálculo da remuneração:

- Para o item Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, a incidência da remuneração deverá ser: (i) sobre o montante financiado, que corresponde a 90% dos valores homologados pela ANEEL, taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a., proporcionalmente aos desembolsos recebidos; e (ii) sobre os 10% não financiados, taxa Selic (BACEN);
- Para o item Energia Livre, para o caso em que a Geradora obteve o financiamento junto ao BNDES, calcular a remuneração pela taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a., proporcionalmente aos desembolsos recebidos; e para as Geradoras que não obtiveram financiamento a remuneração deverá ser calculada somente pela taxa SELIC (BACEN);

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- Para o item "Parcela A " (parcela de custos componentes da tarifa de energia não gerenciáveis pela concessionária), a remuneração deverá ser apropriada utilizando a taxa SELIC (BACEN)

As informações do exercício findo em de 30 de setembro de 2009 contemplam os seguintes ajustes decorrentes do Acordo:

	<u>Saldo</u>	<u>Transferencia</u>	<u>Receita</u>	<u>Repasse aos</u>	<u>Resultado</u>	<u>Saldo</u>
<u>Consolidado:</u>	<u>30/6/2009</u>		<u>Operacional</u>	<u>Agentes</u>	<u>Financeiro</u>	<u>30/9/2009</u>
Ativo Circulante						
Perda Receita	3.818	572	(893)	-	844	4.341
Energia livre	7.867	854	(1.510)	(22)	370	7.559
Não Circulante						
Perda Receita	30.456	(572)	-	-	-	29.884
Energia livre	9.491	(854)	-	-	-	8.637
(-) Provisão Energia Livre	(7.926)	-	-	-	-	(7.926)
Passivo Circulante						
Energia livre	(37.982)	(1.794)	-	1.540	(996)	(39.232)
Passivo não circulante						
Energia livre	(12.073)	1.794	-	-	-	(10.279)
(-) Provisão Energia Livre	7.926	-	-	-	-	7.926
Total líquido	<u>1.577</u>	<u>-</u>	<u>(2.403)</u>	<u>1.518</u>	<u>218</u>	<u>910</u>

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº. 1, de 12 de janeiro de 2004, retificou os montantes que haviam sido homologados pelas Resoluções 483, de 29/8/2002, relativos à Energia Livre, e alterou os prazos máximos de permanência da RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária nas tarifas de fornecimento de energia elétrica, excluindo desse prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da Parcela A e, por meio da Resolução nº. 45, de 3 de março de 2004, alterou o percentual a ser aplicado à arrecadação da RTE a título de repasse de energia livre, cabendo a suas controladas Caiuá Distribuição 63,5851%, Bragantina 85,4207%, Nacional 43,7283%, a controlada CELTINS utilizou o percentual de 92,3270% conforme determina a Resolução 89 de 25 de fevereiro de 2003, até janeiro de 2004, quando encerrou seu repasse, CEMAT 46,1021% e CELPA com 46,4669%.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

De acordo com estudo detalhado preparado pela administração das Companhias, o prazo determinado pela ANEEL é suficiente para a recuperação desses valores das empresas (ENERSUL, CEMAT, EDEVP, CELTINS, Nacional e Bragantina), sendo que a CELPA devido alteração na metodologia de amortização o prazo de 52 meses foi insuficiente para recuperação dos valores de Perda de Receita e Energia Livre e a Caiua Distribuição de Energia S/A, após atualizar seus saldos conforme determinação do Termo de Notificação da ANEEL nº. 285/2008 e Resolução Homologatória 735, de 04 de novembro de 2008 que autoriza a cobrança da RTE nos municípios que estavam sob liminar o prazo de 53 meses serão insuficiente para recuperação dos valores de Perda de Receita e Energia Livre até a presente data, já constituindo provisão para perdas.

12. TÍTULOS A RECEBER

	Companhia		Consolidado	
	30/09/2009	30/06/2009	30/09/2009	30/06/2009
Ativo circulante				
Itamarati Norte S.A. Agropecuária (b)	7.289	7.170	7.289	7.170
Precatórios - Prefeituras Municipais - MS	-	-	9.237	10.131
Outros títulos a receber (c)	-	-	22.590	21.337
	7.289	7.170	39.116	38.638
Ativo não circulante				
Créditos adquiridos de terceiros (a)	-	-	93.601	103.241
Itamarati Norte S.A. Agropecuária (b)	34.712	36.493	34.712	36.493
Precatórios - Prefeituras Municipais - MS	-	-	5.805	7.208
Precatórios - PM - Cuiabá	-	-	42.079	40.977
Outros títulos a receber	-	-	1.517	7.324
	34.712	36.493	177.714	195.243

- (a) Refere-se ao valor de créditos de terceiros, adquiridos pelas controladas nos exercícios de 2003 e 2004, com a finalidade de compensação com tributos e contribuições federais, sendo que os créditos de terceiros estão registrados pelo seu custo de aquisição no montante de R\$ 92.046, e foram reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado na ação de indenização nº. 96.00.16761-3, que tramitou perante a 15ª. Vara Federal do Distrito Federal, e condenou a União Federal ao pagamento de indenização por danos causados aos antigos detentores desses créditos. Atualmente o processo encontra-se em fase de execução de título judicial sob o nº. 2002.34.00.031726-3, movido pelos antigos credores e titulares do direito de crédito, perante a mesma Vara. As Controladas ingressaram com pedido de assistência protocolados nos

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

autos da execução de título judicial citado, havendo acompanhamento diligente da citada execução. Recentemente, o Juiz de primeira instância indeferiu os pedidos de assistência. Contra a referida decisão foi apresentado recurso de agravo de instrumento, que aguarda apreciação pelo Tribunal Regional Federal da 1ª. Região. A realização do crédito depende do sucesso do processo de execução de título judicial movido pelos antigos credores. Com a adesão ao Parcelamento Excepcional - PAEX, nos termos da Medida Provisória nº. 303/2006, em 15 de dezembro de 2006, as Controladas desistiram da compensação tributária de referidos créditos e pretende obter judicialmente sua satisfação. O deságio verificado à época das aquisições desses créditos pela Companhia e suas Controladas, totalizaram R\$ 97.554, que será refletido no resultado no momento em que houver a satisfação dos créditos, como resultado dos procedimentos judiciais.

- (b) Refere-se aos créditos recebidos da Denerge Desenvolvimento Energético S.A. (vide nota explicativa nº. 14 item a).
- (c) É composto em sua grande maioria por faturas de energia elétrica novadas.

13. OUTROS ATIVOS

	Ativo circulante		Ativo não circulante	
	30/09/2009	30/06/2009	30/09/2009	30/06/2009
Consolidado				
Valores a recuperar de empregados	5.191	4.516	-	-
Adiantamentos a fornecedores	17.075	16.042	-	-
Alienação de bens e direitos	1.908	3.441	-	-
Dispêndios a reembolsar	2.144	1.679	-	-
Convenios de arrecadação	1.313	1.313	-	-
Cheques em cobrança	3.787	3.691	-	-
Créditos Contas de Energia Elétrica Mês	4.563	4.262	-	-
Desativação em curso	16.932	19.483	-	-
Alienações em curso	2.848	2.664	-	-
Garantia liquidação operações CCEE	1.027	1.884	-	-
Impostos e contrib. sociais a compensar	-	-	6.419	6.419
Títulos a receber	3.175	4.121	6.336	6.465
Prêmios de seguros	2.118	2.516	-	-
Juros parcelamentos conta energia elétrica	9.963	9.385	-	-
Devedores diversos	-	-	2.107	1.906
Outros	9.006	5.788	6.264	3.584
	81.050	80.785	21.126	18.374

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS	

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

14. PARTES RELACIONADAS

14.1 Transações e saldos com empresas relacionadas

	Companhia			
	Trimestre findo em:		Período findo em:	
	30/9/2009	30/9/2008	30/9/2009	30/9/2008
Transações:				
Receitas financeiras	19.787	23.423	63.673	61.485
Despesas financeiras	(13.411)	(18.658)	(44.592)	(50.842)

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Companhia	
	30/9/2009	30/6/2009
SALDOS ATIVOS:		
Circulante		
Dividendos		
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	8.444	7.978
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	-	408
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	2.136	2.136
Tangará Energia S.A.	2.572	2.572
Rede Comercializadora de Energia S.A.	3.440	3.440
Rede Power do Brasil S.A.	823	-
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	8.599	8.599
Emp. de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	1.790	1.790
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	1.162	1.162
	<u>28.966</u>	<u>28.085</u>
Juros sobre capital próprio		
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	1.297	889
TOTAL	<u>30.263</u>	<u>28.974</u>
Não Circulante		
Valores a recuperar		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	187	187
QMRA Participações S.A.	14.072	12.842
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	44	11
	<u>14.303</u>	<u>13.040</u>
Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças (a):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	225.771	219.830
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	50.670	49.336
QMRA Participações S.A.	<u>144.960</u>	<u>141.145</u>
	<u>421.401</u>	<u>410.311</u>
Contrato de mútuo (a) e (b):		
QMRA Participações S.A.	<u>3.450</u>	<u>3.501</u>
Conta corrente 31/10/05 (c):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	66.665	30.933
QMRA Participações S.A. (a)	331.012	322.518
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	<u>11.728</u>	<u>11.521</u>
	<u>409.405</u>	<u>364.972</u>
Conta corrente 01/09/06(d):		
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	<u>5.445</u>	<u>-</u>
Contrato de venda e compra de ações (f)		
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	<u>15.991</u>	<u>15.571</u>
TOTAL	<u>869.995</u>	<u>807.395</u>

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Companhia	
	30/9/2009	30/6/2009
SALDOS PASSIVOS:		
Não Circulante		
Valores a reembolsar		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	38	38
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	7.926	7.926
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	4.510	4.510
Cia Nacional de Energia Elétrica	2.204	2.204
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	1.124	1.124
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	715	715
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	264	264
Caiuá Distribuição de Energia S.A	106	106
Cia Força e Luz do Oeste	29	29
Tangará Energia S.A.	154	154
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	9	9
Rede Comercializadora de Energia S.A.	152	152
Rede Power do Brasil S.A.	-	2
	<u>17.231</u>	<u>17.233</u>
Conta corrente 31/10/05 (c):		
Rede Power do Brasil S.A.	-	4.094
Conta corrente 31/12/2006 (e):		
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	111.338	109.311
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	158.677	155.788
Cia Nacional de Energia Elétrica	57.791	56.739
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins	19.854	19.492
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	7.729	7.588
	<u>355.389</u>	<u>348.918</u>
Conta corrente 01/09/06(d):		
Rede Comercializadora de Energia S.A.	7.319	-
Contrato de venda e compra de ações (f):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	151.835	154.176
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	60.544	60.757
	<u>212.379</u>	<u>214.933</u>
TOTAL	<u>592.318</u>	<u>585.178</u>

	Consolidado			
	Trimestre findo em:		Período findo em:	
	30/9/2009	30/9/2008	30/9/2009	30/9/2008
Transações:				
Receitas financeiras	10.724	10.536	29.523	27.498
Despesas financeiras	(6.282)	(8.095)	(19.641)	(21.287)

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado	
	30/09/2009	30/06/2009
Não Circulante		
SALDOS ATIVOS:		
Valores a recuperar		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A	193	210
Diversos	285	224
	<u>478</u>	<u>434</u>
Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças (a)		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A	225.771	219.830
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	50.670	49.336
	<u>276.441</u>	<u>269.166</u>
Conta corrente após 31/10/05 (c):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A	66.665	30.933
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	13.877	12.334
Rede Peixe Energia S.A.	-	1.012
	<u>80.542</u>	<u>44.279</u>
Conta corrente 01/09/06(d):		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A	-	5.571
Rede Comercializadora de Energia S.A.	-	-
	<u>-</u>	<u>5.571</u>
Contrato de venda e compra de ações (f)		
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	18.920	18.423
	<u>18.920</u>	<u>18.423</u>
TOTAL	<u>376.381</u>	<u>337.873</u>
SALDOS PASSIVOS:		
Não Circulante		
Valores a reembolsar		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A	38	45
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	6.492	-
	<u>6.530</u>	<u>45</u>
Contrato de venda e compra de ações (f)		
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A	151.835	154.175
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	60.544	60.757
	<u>212.379</u>	<u>214.932</u>
TOTAL	<u>218.909</u>	<u>214.977</u>

(a) Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças

Como parte do processo de reorganização societária a Companhia, através de instrumento particular de assunção de dívidas, cessão de créditos e outras avenças de 31 de Março de 2006, assumiu as dívidas e os créditos a receber perante terceiros, empresas controladas e instituição financeira existentes nas empresas controladoras EEVP e Denerge.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O saldo apurado neste contrato deverá ser quitado no prazo máximo de até dez anos, devidamente atualizado pelo CDI acrescido de juros 2% a.a., vencendo em 31 de dezembro de 2016.

Em 29 de dezembro de 2006 a Companhia assumiu, através de instrumento particular de assunção de dívidas e outras avenças, a dívida da QMRA Participações S.A. junto ao BNDES no valor de R\$ 101.408 a ser quitada em 60 parcelas mensais com carência de 36 meses vencendo a 1ª parcela em 30/12/09, e a dívida da Ipueiras Energia S.A. junto a Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS no valor de R\$ 10.748 quitado antecipadamente, sendo ambos os saldos atualizados pelo CDI acrescido de 2% a.a.

(b) Contrato de mútuo

Refere-se a contratos firmados entre a Caiuá, CELPA, CELTINS, QMRA e a Controladora Indireta - Denerge, em condições de comutatividade, em função de assunção de dívidas perante ao BNDES nas seguintes condições:

- Prazo: até 62 meses.
- Vencimento 1ª parcela: 15/11/2005.
- Remuneração: TJLP mais 5% a.a.

Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio dos Ofícios nº. 2.230, 2.231 e 2.232/2003-SFF/ANEEL, de 26/12/2003.

Em Março/2006, através de instrumento particular de cessão de créditos e assunção de dívidas entre a Rede Energia e a Denerge, a Rede Energia assumiu os créditos do contrato de mútuo com a CELPA, QMRA e CELTINS.

Em Dezembro/2006 estes contratos foram repactuados adotando-se as mesmas condições da renegociação dos contratos junto ao BNDES.

Forma de Pagamento :

6,3% em 40 parcelas trimestrais, com vencimento da 1ª parcela para 15/12/2006.
93,7% em 05 parcelas trimestrais, com vencimento da 1ª parcela para 15/12/2007.

Remuneração TJLP mais 2 % a.a.

Em 2007 foram quitados antecipadamente os contratos com a Celpa e a Celtins e parte do contrato com a QMRA.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(c) Conta corrente 31/10/2005

Refere-se à movimentação financeira efetuada entre as empresas do Grupo Rede com prazo de vencimento de 24 meses, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos.

- **Contrato Multilateral de Mútuo entre as Holding's e Demais Empresas**

Na medida de suas necessidades, tomarão ou darão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, com a remuneração sobre o saldo devedor calculada com base em 100% do CDI mais 2% de juros anuais. Em 1/12/05 através do 1º aditamento ao Instrumento Particular de Contrato de mútuo multilateral entre as Holding's e demais empresas foi incluída a Tocantins Energia S.A. (antiga Curua-Una)

Em 1/9/06 através do 2º aditamento ao Instrumento Particular de Contrato de mútuo multilateral entre as Holding's e demais empresas foram incluídas a Rede Lajeado Energia S.A. e Tangará Energia S.A.

Em 31/10/07 através do 3º aditamento ao Instrumento Particular de Contrato de mútuo multilateral entre as Holding's e demais empresas foram excluídas a Rede Comercializadora de Energia S.A., a Rede Lajeado Energia S.A., a Tocantins Energia S.A. e a Tangará Energia S.A.; prorrogação do contrato para vencimento em 31/10/09 e renegociada a taxa de remuneração para 100% do CDI mais 1% a.a. Em 25/2/08 através do 4º aditamento ao Instrumento Particular de Contrato de mútuo multilateral entre as Holding's e demais empresas foi renegociada a taxa de remuneração para 100% do CDI.

(d) Conta corrente 1/9/2006

Contrato multilateral de mútuo, 1º e 2º aditamentos entre as empresas Distribuidoras, Geradoras e Não Concessionárias (Anuência ANEEL conforme despacho nº. 2.769 de 27 de novembro de 2006)

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As empresas Geradoras e Não Concessionárias darão em empréstimos, recursos financeiros às Distribuidoras, na medida de suas necessidades de forma sucessiva e contínua, com remuneração sobre o saldo devedor calculada com base em 100% do CDI mais 2% de juros anuais, no período de 1º. de setembro de 2006 a 31 de agosto de 2008. Cada empresa tem um limite máximo para o saldo credor, as Distribuidoras, por sua vez, somente poderão realizar operações de conta-corrente na condição de tomadoras dos empréstimos perante as Geradoras e Não Concessionárias.

Em fevereiro de 2008 através do 3º aditamento ao Instrumento Particular de Contratos de Mútuo entre as empresas Distribuidoras, Geradoras e Não Concessionárias, foi repactuação a remuneração do contrato passando a ser de 100% do CDI a partir do saldo devedor em 25/02/2008. Esta repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do despacho nº. 709 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 22/02/2008.

Em 29/7/08, através do 4º aditamento ao Instrumento Particular de Contratos de Mútuo entre as empresas Distribuidoras, Geradoras e Não Concessionárias foi incluída a Jurueña Energia S.A. na qualidade de mutuante geradora, excluídas a Rede Lajeado Energia S.A., Tocantins Energia S.A. e Ipueiras Energia S.A.; permitir que as mutuantes realizem operações de empréstimos financeiros entre si; revistos os limites máximos para o saldo credor de cada empresa e prorrogado o vencimento do contrato para 31 de agosto de 2011, anuído pela ANEEL conforme despacho nº. 3.661 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 26/10/2008.

Em 31/10/08, através do 5º aditamento ao Instrumento Particular de Contratos de Mútuo entre as empresas Distribuidoras, Geradoras e Não Concessionárias foram incluídas no contrato a distribuidora ENERSUL, na condição de mutuária e a CELPA, na condição de mutuária, anuído pela ANEEL conforme despacho nº. 4.579 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 11/12/2008.

(e) Conta corrente 31/12/2006

Refere-se a consolidação e repactuação dos saldos dos contratos denominados “Conta Corrente até 31/8/2004” que seriam pagos em 120 meses com carência de 18 meses e remunerados a taxa de 100% CDI e do contrato denominado “Conta Corrente após 1/9/04” que permitia a movimentação financeira entre empresas do grupo com remuneração de CDI mais 2% de juros a.a., com prazo de vencimento de 24 meses, repactuados nas seguintes condições:

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- Carência de 24 meses
- Prazo 86 meses
- Remuneração 100% CDI mais 2% Juros a.a.

Esta repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do despacho nº. 181 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 29/1/2007.

Em fevereiro de 2008 através do 1º aditamento ao Instrumento Particular de Contratos de Repactuação de Dívida de Mútuo, foi repactuado a remuneração do contrato passando a ser de 100% do CDI a partir do saldo de devedor em 31/12/2007. Esta repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do despacho nº 709 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 22/2/2008.

(f) Contrato venda e compra de ações

Como parte do processo de reorganização societária a Companhia adquiriu e alienou participações societárias através de instrumentos particulares de venda e compra de ações conforme abaixo:

- Denerge Desenvolvimento Energético S.A.

Alienação :

Rede Peixe Energia S.A - 60 parcelas mensais e sucessivas com carência de três anos vencendo a 1ª parcela em 03/04/09 acrescidas de 100% do CDI mais 2% a.a

Aquisição:

Rede Comercializadora de Energia S.A e Rede Eletricidade e Serviços S.A - Entrada em 3 parcelas anuais com vencimentos em 30/6/06; 30/6/07 e 30/6/08 e mais 84 parcelas mensais vencendo a 1ª em 30/7/08 todas acrescidas de 100% CDI mais 2% a.a.

- Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.

Aquisição:

Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. - Entrada em 3 parcelas anuais com vencimentos em 30/6/06; 30/6/07 e 30/6/08 e mais 84 parcelas mensais vencendo a 1ª em 30/7/08 todas acrescidas de 100% CDI mais 2% a.a.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

14.2 Remuneração dos Administradores

A Remuneração total dos Administradores da Companhia no período foi de R\$ 759 (R\$ 611 em 2008), que corresponde na sua totalidade a benefícios de curto prazo

14.3 Compartilhamento de Infra-Estrutura

Atualmente as empresas do Grupo Rede Energia compartilham as seguintes atividades, equipamentos e instalações:

Compartilhamento de aeronave: foi firmado, em 24/3/1999, entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado de Aeronaves e Outras Avenças, conforme Ofício nº. 1.955/2003-SFF/ANEEL de 25/11/2003.

Em novembro/2008, através do primeiro termo aditivo ao Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado de Aeronaves e Outras Avenças foi incluída a ENERSUL, anuído pela ANEEL através do Despacho nº. 4.399 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 27/11/2008

Todas as despesas incorridas na manutenção e operação são apuradas na controlada Caiuá Distribuidora, detentora da aeronave e repassados às demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato.

Compartilhamento de Escritório comercial em Brasília: Foi firmado contrato em 22/7/2004, entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, com vigência de 24 meses, aprovado conforme Ofício nº. 1.185/2004 -SFF/ANEEL de 19/7/2004.

Em 17/7/2006, foi prorrogada a vigência do Contrato por mais 24 meses, aprovada conforme Despacho nº. 1781 SFF/ANEEL de 7/8/2006 e publicado no DOU de 8/8/2006.

Em 01/7/2008, foi prorrogada a vigência do Contrato para 21/7/2010, aprovada conforme Despacho nº. 652 SFF/ANEEL de 17/2/2009 e publicado no DOU de 20/2/2009.

Em 27/10/2008, através do Primeiro Termo Aditivo ao Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado e de Rateio de Despesas foi incluída a coligada ENERSUL, aprovado conforme Despacho nº. 652 SFF/ANEEL de 17/2/2009 e publicado no DOU de 20/2/2009.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os custos referentes ao escritório são suportados pela controlada EDEVP e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato.

Compartilhamento de Serviços e Infra-Estrutura de Telefonia e Comunicação: Foi firmado contrato em 24/7/2004, entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, sem necessidade de anuência prévia da ANEEL conforme Ofício nº. 1.706-SFF/ANEEL de 24/8/2007.

Os custos referentes a infra-estrutura de telefonia e comunicação são suportados pela controlada Caiuá Distribuidora e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato.

Compartilhamento de Link de Dados: Foi firmado contrato em 17/4/2008, entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, sem necessidade de anuência prévia da ANEEL conforme Ofício nº. 920/2008-SFF/ANEEL de 16/5/2008.

Os custos referentes ao link de dados são suportados pela controlada CEMAT e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato.

Compartilhamento do Atendimento 0800 a Portadores de Deficiência Auditiva e/ou de Fala: Foi firmado contrato em 24/11/2008, entre as empresas Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, aprovado conforme Despacho nº. 4.793-SFF/ANEEL de 24/12/2008, publicado no DOU em 26/12/2008.

Os custos referentes ao atendimento 0800 a portadores de deficiência auditiva e/ou de fala são suportados pela controlada CELTINS e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato.

Acordo de Cooperação para Gestão de Pessoal para utilização recíproca dos recursos humanos nas atividades comuns de gerência e direção firmado em 3/8/2006, entre as empresas, Caiuá Distribuidora, EDEVP, EEB, CNEE, CELPA, CEMAT, CELTINS, CFLO e Rede Comercializadora, com vigência de 24 meses, aprovado conforme Despacho nº. 2.207 SFF/ANEEL de 26/9/2006 e publicado no DOU de 27/9/2006.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Em 8/7/2008, através do Primeiro Termo Aditivo ao Acordo de Cooperação para Gestão de Pessoal, foi prorrogada a vigência do Acordo para 2/8/2011, aprovado conforme Despacho nº. 3.923 SFF/ANEEL de 28/10/2008 e publicado no DOU de 29/10/2008.

Em 6/11/2008, através do Segundo Termo Aditivo ao Acordo de Cooperação para Gestão de Pessoal, foi incluída a controlada ENERSUL e alterada a vigência do Acordo para 2/8/2010, aprovado conforme Despacho nº. 4.398 SFF/ANEEL de 27/11/2008 e publicado no DOU de 28/11/2008.

Compartilhamento de Centro Integrado de Atendimento e Processos Comerciais de Presidente Prudente - Foi firmado em 15/2/2006 contrato de compartilhamento da estrutura de custos para os serviços de atendimento via call center e processos comerciais, relacionados à impressão de contas, controle de arrecadação, entre empresas Caiuá Distribuidora, EEB, EDEVP, CNEE e CFLO emissão de rol de leitura e análise comercial call center e emissão de relatórios de faturamento e arrecadação com vigência de 24 meses aprovado conforme Ofício nº 600-SFF/ANEEL de 21 de Março de 2006 e publicado no DOU em 22 de Março de 2006.

Em 22/2/2008, foi prorrogada a vigência do Contrato por mais 24 meses, aprovada conforme Despacho nº. 1.701 SFF/ANEEL de 29/4/2008 e publicado no DOU de 30/4/2008.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

15. IMPOSTO DE RENDA, CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS DIFERIDOS

Ativo diferido

	Companhia			
	Circulante		Não circulante	
	30/09/2009	30/06/2009	30/09/2009	30/06/2009
Crédito de Contribuição Social sobre:				
Base Negativa	-	-	5.225	8.524
Diferenças Temporárias	-	-	1.732	8.614
Efeitos da Lei 11638/07 e MP 449/08	34	34	5.890	5.818
Crédito de Imposto de Renda sobre:				
Prejuízos Fiscais	-	-	14.514	23.678
Diferenças Temporárias	-	-	4.811	23.925
Efeitos da Lei 11638/07 e MP 449/08	95	95	16.287	16.087
Total dos créditos fiscais diferido	129	129	48.459	86.646

A companhia aderiu em setembro de 2009 ao parcelamento instituído pela lei nº 11.941/2009 e utilizou parte do crédito decorrente de prejuízos fiscais próprios existentes até 31/12/2008 no montante de R\$ 34.805 milhões para liquidar valores correspondentes a multas, de mora e de ofício, e a juros moratórios, inclusive relativos a débitos inscritos em Dívida Ativa da União. O valor do crédito utilizado foi determinado mediante a aplicação sobre o montante do prejuízo fiscal da alíquota de 25%, sem a limitação dos 30%.

O registro dos créditos tributários está fundamentado no estudo técnico de viabilidade da realização do ativo fiscal diferido de acordo com Instrução CVM nº 371 e considerando a existência de lucros tributários futuros, a administração da companhia estima recuperar o crédito tributário não circulante em até, no máximo, o ano de 2012.

Passivo diferido

Diferenças Temporárias

Os saldos de Imposto de Renda e da Contribuição Social Diferidos na Companhia referem-se basicamente ao ajuste em decorrência da marcação a mercado dos títulos "Perpétuo" cuja variação no trimestre decorreu da realização do ganho obtido na recompra de 13,64% desses títulos assim como da valorização do valor de mercado de 40% para 50%.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Companhia			
	Circulante		Não circulante	
	30/09/2009	30/06/2009	30/09/2009	30/06/2009
Imposto de Renda - Lei 11638/07	-	-	81.070	126.112
Contribuição Social - Lei 11638/07	-	-	15.212	45.611
	-	-	96.282	171.723

Encargos de Reavaliação:

	Companhia			
	Imposto de Renda		Contribuição Social	
	30/09/2009	30/06/2009	30/09/2009	30/06/2009
Reserva de reavaliação	394.199	394.199	-	-
(-) Terrenos	(7.167)	(7.167)	-	-
(-) Reversão de reavaliação anterior	(110.148)	(110.148)	-	-
(-) Depreciação / baixas	(258.126)	(258.126)	-	-
Base de cálculo	18.758	18.758	-	-
Alíquotas	25%	9%	-	-
Encargos tributários	4.690	1.688	6.378	19.455

Ativo diferido

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	30/9/2009	30/6/2009	30/9/2009	30/6/2009
Crédito de Contribuição Social sobre:				
Base Negativa	-	-	166.807	196.057
Diferenças Temporariamente indedutíveis	-	-	22.128	33.044
Amortização Ágio	-	-	22.738	23.231
Efeitos da Lei nº 11.638/2007	798	828	10.328	10.453
Crédito de Imposto de Renda sobre:				
Prejuízos Fiscais	-	-	425.742	546.923
Diferenças Temporariamente indedutíveis	-	-	61.464	87.604
Amortização Ágio	-	-	63.160	64.530
Efeitos da Lei nº 11.638/2007	2.217	2.299	28.664	29.008
Total dos créditos fiscais diferido	3.015	3.127	801.031	990.850

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As controladas Celpa S/A e Cemat S/A aderiram em setembro de 2009 ao parcelamento instituído pela lei nº 11.941/2009 e utilizaram os créditos decorrentes de prejuízos fiscais e de base negativa da CSLL próprios existentes até 31/12/2008 nos montantes de R\$ 454.564 e R\$ 320.458 milhões, respectivamente, para liquidar valores correspondentes a multas, de mora e de ofício, e a juros moratórios, inclusive relativos a débitos inscritos em Dívida Ativa da União. O valor do crédito utilizado foi determinado mediante a aplicação sobre o montante do prejuízo fiscal e da base negativa da CSLL das alíquotas de 25% e de 9 %, respectivamente, sem a limitação dos 30%.

Baseada no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis computados de acordo com a Instrução CVM nº 371, a Companhia e suas Controladas estimam recuperar o crédito tributário não circulante nos seguintes exercícios:

2009	2010	2011	2012	2013	Após 2013	Total não circulante
47.085	70.981	76.902	154.879	74.487	376.697	801.031

Passivo diferido

Diferenças Temporárias:

Os saldos de Imposto de Renda e a Contribuição Social Diferidos passivos na Companhia e Controladas são provenientes, do subsídio irrigação e aquicultura, reposicionamento tarifário e da receita decorrente de custos incorridos com o Programa Luz para Todos, sem cobertura tarifária, a qual é excluída da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social, cuja tributação ocorrerá na medida e na proporção do efetivo faturamento e dos efeitos da Lei 11.638/07 e MP 449/08, convertida na Lei nº. 11.941/2009, de 27 de maio de 2009.

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	30/9/2009	30/6/2009	30/9/2009	30/6/2009
Imposto de Renda	33.039	24.299	9.020	8.624
Contribuição Social	11.894	8.748	3.247	3.104
Imposto de Renda - Lei 11.638/07	2.495	2.794	82.947	129.445
Contribuição Social - Lei 11638/07	898	1.006	20.426	46.811
	48.326	36.847	115.640	187.984

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Encargos de Reavaliação:

	Consolidado			
	Imposto de	Contribuição	30/09/2009	30/06/2009
	Renda	Social		
Reserva de reavaliação	3.399.525	3.399.525	-	-
(-) Terrenos	(56.444)	(56.444)	-	-
(-) Reversão de reavaliação anterior	(819.533)	(819.533)	-	-
(-) Depreciação / baixas	(1.115.833)	(1.115.833)	-	-
Base de cálculo	1.407.715	1.407.715	-	-
Alíquotas	25%	9%	-	-
Encargos tributários	351.929	126.694	478.623	500.941

16. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

Composição	Consolidado	
Não Circulante	30/09/2009	30/06/2009
Tesouro Nacional (a)	39.766	44.362
Outros (b)	6.930	6.970
Total	46.696	51.332

- (a) Refere-se a caução dada em garantia dos empréstimos com o Tesouro Nacional, a qual é corrigida através de índice semestral e variação cambial, sendo a data de vencimento em 15/4/2024.
- (b) Refere-se a caução em garantia do contrato de leasing da aeronave junto ao Banco GE, sendo corrigida através da taxa libor e variação cambial com vencimento em 17/01/2010.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

17. INVESTIMENTOS

Os investimentos estão representados da seguinte forma:

	Companhia		Consolidado	
	30/09/2009	30/06/2009	30/09/2009	30/06/2009
Participações em controladas:				
Empresa Elétrica Bragançinha S.A.	94.727	91.542	-	-
Companhia Nacional de Energia Elétrica	81.232	73.226	-	-
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	266.990	251.494	-	-
Companhia Força e Luz do Oeste	26.659	21.539	-	-
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	492.894	462.897	-	-
QMRA Participações S.A.	99.073	43.021	-	-
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	105.594	91.614	(c) (14.145)	(14.145)
Tangará Energia S.A.	72.367	66.494	-	-
Rede Power do Brasil S.A.	95.808	88.332	-	-
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	85.191	89.634	-	-
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	125.775	118.031	-	-
Rede Comercializadora de Energia S.A.	6.704	4.044	-	-
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	1.491	949	-	-
Emp. Energ. de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	274.897	259.288	(b) (188.937)	(188.937)
Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A.	15.932	15.245	(a) -	-
	1.845.334	1.677.350	(203.082)	(203.082)
Outros investimentos	485	485	31.096	27.805
	1.845.819	1.677.835	(171.986)	(175.277)

- a) Empresa em fase pré-operacional, que exercerá a atividade de cultivo, industrialização, produção, comercialização, importação e exportação de álcool, açúcar e todos os seus produtos/subprodutos.
- b) Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL - Em 11 de setembro de 2.008 foi concluída a permuta sem torna, onde de um lado a Rede Energia S.A. e a Rede Power do Brasil S.A., transferiram a totalidade das ações detidas na Rede Lajeado Energia S/A (Rede Lajeado), Tocantins Energia S/A e Investco S.A. (Investco) para a EDP - Energias do Brasil S.A. (EDP), em troca receberam a totalidade das ações detidas pela EDP na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL. A Companhia e a sua controlada Rede Power do Brasil S.A., passaram a exercer o controle da ENERSUL a partir do dia 01 de setembro de 2.008, data em que passou a ser consolidada. A transação gerou um deságio no valor de R\$ 188.937, sendo R\$ 104.586 para a Companhia e R\$ 84.351 para a controlada Rede Power do Brasil S.A..

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- c) Deságio apurado na aquisição de 10,11% das ações da Controlada CELPA, junto ao Clube de Investimentos dos empregados da CELPA - INVESTCELPA, transferidas em maio de 2005, não possuindo fundamentação econômica.

O resultado da equivalência patrimonial nas controladas é o seguinte:

	Companhia		Consolidado	
	30/09/2009	30/09/2008	30/09/2009	30/09/2008
Controlada:				
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	7.800	(57)	-	-
Companhia Nacional de Energia Elétrica	3.785	(3.590)	-	-
Companhia Força e Luz do Oeste	5.650	(1.576)	-	-
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	22.689	10.283	-	-
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	42.066	20.774	-	-
QMRA Participações S.A.	(4.365)	(31.871)	-	-
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	8.785	1.280	-	-
Rede Lajeado Energia S.A.	-	12.071	-	-
Tangará Energia S.A.	9.366	2.686	-	-
Rede Power do Brasil S.A.	29.184	(9.991)	-	-
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	4.224	(15.938)	-	-
Emp. de Distrib. de Energia Vale Parapanema S.A.	9.446	(1.227)	-	-
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	28.449	(906)	-	-
Rede Comercializadora de Energia S.A.	11.866	(1.992)	-	-
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	1.371	5.837	-	-
Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A.	(2.972)	-	-	-
Investco S.A.	-	871	-	-
Outros	-	(7.442)	-	(16.411)
Total	177.344	(20.788)	-	(16.411)

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

18. IMOBILIZADO

Por natureza, o imobilizado está constituído da seguinte forma:

			30/9/2009	30/6/2009
		Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
	Custo			
Em Serviço:				
Terrenos	46.475	-	46.475	46.966
Reservatórios, Barragens e Adutoras	82.747	(16.186)	66.561	66.979
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	333.899	(120.771)	213.128	215.607
Máquinas e Equipamentos	10.078.907	(3.054.160)	7.024.747	6.883.752
Veículos	64.392	(43.990)	20.402	17.799
Móveis e Utensílios	27.624	(17.437)	10.187	8.499
(-) Obrigações Vinculadas a Concessão	(1.942.279)	148.290	(1.793.989)	(1.732.032)
Subtotal	8.691.765	(3.104.254)	5.587.511	5.507.570
Em Curso:				
Terrenos	8.817	-	8.817	5.338
Reservatórios, Barragens e Adutoras	44	-	44	43
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	5.364	-	5.364	45.721
Máquinas e Equipamentos	966.634	-	966.634	1.004.745
Veículos	4.581	-	4.581	938
Móveis e Utensílios	1.767	-	1.767	2.986
Material em depósito	198.629	-	198.629	194.200
Outros	213.254	-	213.254	172.859
(-) Obrigações Vinc. Conc. Líquida	(1.304.891)	-	(1.304.891)	(782.792)
Subtotal	94.199	-	94.199	644.038
Total	8.785.964	(3.104.254)	5.681.710	6.151.608

O imobilizado em curso refere-se substancialmente, as obras de expansão em andamento do sistema de distribuição de energia elétrica.

Incluem itens incorporados através de arrendamentos mercantis financeiros, cujos valores são imateriais.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Por atividade, o imobilizado está constituído da seguinte forma:

						30/9/2009	30/6/2009
	Taxas anuais		Depreciação		(-) Obrigações	Valor líquido	Valor líquido
	médias						
	ponderadas de				vinculadas à conc		
	depreciação (%)	Custo	acumulada	Subtotal	essão líquida		
Em Serviço:							
Geração	2,26%	295.084	(68.723)	226.361	(205)	226.156	225.462
Distribuição	3,35%	9.966.196	(2.985.025)	6.981.171	(1.792.276)	5.188.895	5.109.766
Comercialização	3,20%	45.912	(17.401)	28.511	(1.223)	27.288	27.709
Administração	4,23%	325.513	(180.424)	145.089	(285)	144.804	144.163
Não Vinculadas Concessão	1,97%	1.339	(971)	368	-	368	470
Subtotal		10.634.044	(3.252.544)	7.381.500	(1.793.989)	5.587.511	5.507.570
Em Curso:							
Geração		14.820	-	14.820	(26)	14.794	13.899
Distribuição		1.341.697	-	1.341.697	(1.304.790)	36.907	1.372.960
Comercialização		1.327	-	1.327	(55)	1.272	1.654
Administração		41.246	-	41.246	(20)	41.226	38.317
Não Vinculadas Concessão		-	-	-		-	(782.792)
Subtotal		1.399.090	-	1.399.090	(1.304.891)	94.199	644.038
Total		12.033.134	(3.252.544)	8.780.590	(3.098.880)	5.681.710	6.151.608

(*) A taxa média é calculada considerando a despesa de depreciação do exercício dividida pelo saldo médio anual do imobilizado.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A mutação do ativo imobilizado está demonstrada abaixo:

	Saldos em 30/06/2009	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 30/09/2009
Em serviço:					
Custo					
Geração	293.084	-	(1.940)	3.940	295.084
Distribuição	9.722.564	-	(24.624)	268.256	9.966.196
Comercialização	45.929	-	(39)	22	45.912
Administração	321.099	-	(962)	5.376	325.513
Não Vinculadas Concessão	2.062	-	(723)	-	1.339
Subtotal custo	10.384.738	-	(28.288)	277.594	10.634.044
Obrigações Vinc. Concessão	(1.860.323)	(992)	4.446	(85.410)	(1.942.279)
Total do custo:	8.524.415	(992)	(23.842)	192.184	8.691.765
(-) Depreciação:					
Geração	(67.417)	(2.276)	933	37	(68.723)
Distribuição	(2.882.540)	(110.506)	8.123	(102)	(2.985.025)
Comercialização	(16.952)	(487)	15	23	(17.401)
Administração	(176.635)	(4.606)	775	42	(180.424)
Não Vinculadas Concessão	(1.592)	(13)	634	-	(971)
Subtotal depreciação	(3.145.136)	(117.888)	10.480	-	(3.252.544)
Obrigações Vinc. Concessão	128.291	16.513	3.486		148.290
Total da depreciação	(3.016.845)	(101.375)	13.966	-	(3.104.254)
Total imobilizado em serviço:	5.507.570	(102.367)	(9.876)	192.184	5.587.511
Em curso:					
Geração	13.899	4.818	(98)	(3.799)	14.820
Distribuição	1.372.960	248.943	(13.180)	(267.026)	1.341.697
Comercialização	1.654	59	(345)	(41)	1.327
Administração	38.317	10.231	(574)	(6.728)	41.246
Não Vinculadas Concessão	-	-	-	-	-
Subtotal	1.426.830	264.051	(14.197)	(277.594)	1.399.090
Obrigações Vinc. Concessão	(782.792)	(621.038)	13.529	85.410	(1.304.891)
Total Imobilizado em curso:	644.038	(356.987)	(668)	(192.184)	94.199
Total do Imobilizado:	6.151.608	(459.354)	(10.544)	-	5.681.710

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As principais taxas anuais de depreciação por macroatividade, de acordo com a Resolução ANEEL n°. 240/06, são as seguintes:

	<u>Taxas anuais de depreciação (%)</u>		<u>Taxas anuais de depreciação (%)</u>
Distribuição:		Comercialização:	
Barra de capacitores	5,00 - 6,70	Equipamento geral	10,00
Chave de distribuição	3,30 - 6,70	Edificações	4,00
Condutor do sistema	2,50 - 5,00	Administração central	
Estrutura do sistema	2,50 - 5,00	Veículos	20,00
Regulador de tensão	3,50 - 4,80	Equipamento geral	10,00
Transformador de distribuição	5,00		

Dos Bens Vinculados à Concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto n°. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL n°. 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no Passivo Não Circulante, e estão sendo apresentadas como dedução do Ativo Imobilizado, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A partir de 1 de janeiro de 2007, as Obrigações Vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº. 3073, de 28 de dezembro de 2006, Ofícios Circulares ANEEL nº. 236, 296 e 1314, de 8 de fevereiro de 2007, 15 de fevereiro de 2007 e 27 de junho de 2007 respectivamente. Nessas legislações ficou determinado que:

- As baixas do ativo imobilizado, de bens ou empreendimentos que tenham sido total ou parcialmente constituídos com recursos de terceiros, devem ser refletidas nas Obrigações Vinculadas, de forma a anular os efeitos no resultado do exercício, quando do encerramento da Ordem de Desativação - ODD.

Para fins de baixa dos recursos registrados nas Obrigações Vinculadas, deve ser identificado e utilizado o percentual que o bem ou empreendimento baixado representa em relação ao ativo imobilizado em serviço da respectiva atividade.

- Os valores registrados nas Obrigações Vinculadas passaram a ser objeto de cálculo de Reintegração - Depreciação e registradas contabilmente de forma que o efeito desta despesa seja anulado no resultado do exercício. O prazo de início da apuração da depreciação acumulada deve ser a partir do 2º ciclo da revisão tarifária.

Para a apuração do valor da reintegração, deve ser utilizada a taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das Obrigações Vinculadas.

A Resolução Normativa ANEEL nº. 234, de 31 de outubro de 2006, estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica, de suas controladas.

A partir de 1º. de janeiro de 1996, essas obrigações não estão sendo mais atualizadas pelos efeitos da inflação, tendo a seguinte composição em 30 de junho:

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	<u>30/09/2009</u>	<u>30/06/2009</u>
Participação da União	63.950	65.378
Participação dos Estados	173.827	176.175
Participação dos municípios	81.095	81.941
Participação do consumidor	1.209.379	731.526
Doações e subvenções destinadas investimento no serv. Concedido	249.572	250.687
Programa de eficiência energética - PEE	86	92
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	5.249	4.354
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	1.314.003	1.203.079
Outros	1.719	1.592
	<u>3.098.880</u>	<u>2.514.824</u>

Reavaliação

Em atendimento à Deliberação CVM 183/95 - item 15, a Companhia e suas Controladas procederam a uma nova avaliação dos bens reavaliados em 2001, como forma de dar continuidade à prática contábil estabelecida para os bens do imobilizado.

A reavaliação abrangeu as usinas hidrelétricas, usinas térmicas, linhas e redes de transmissão, linhas e redes de distribuição, subestações e equipamentos em geral.

A Assembléia Geral Extraordinária realizada em 29 de julho de 2005 aprovou a nomeação das empresas especializadas Moore Stephens Lima Lucchesi Auditores Independentes e Stima Engenharia Ltda e o respectivo Laudo de Avaliação apresentado pelas empresas, em que constam os novos valores dos bens do imobilizado na data-base de 31 de maio de 2005.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A seguir detalhamos os montantes do incremento ao Imobilizado e ao Patrimônio Líquido consolidados:

	<u>Laudos de reavaliação</u>	<u>Valor residual</u>	<u>Incremento</u>
Geração	11.851	4.011	7.840
Distribuição	274.534	162.182	112.352
Comercialização	4.691	3.665	1.026
Administração	5.955	2.637	3.318
Transmissão	335	69	266
Total de incremento ao Imobilizado	<u>297.366</u>	<u>172.564</u>	<u>124.802</u>
Impostos diferidos			(41.280)
Reavaliações anteriores			390.719
Equivalência patrimonial sobre nova reavaliação			423.257
Realização da reserva de reavaliação líquida de impostos diferidos (depreciação e baixas)			<u>(404.359)</u>
Reserva de reavaliação registrada no patrimônio líquido em 30/9/2009			<u>493.139</u>

O efeito no resultado no período findo em 30 de setembro de 2009, oriundo das depreciações, baixas e alienações, foi de R\$ 66.251.

Impairment

As controladas efetuaram o teste de recuperabilidade econômica dos ativos imobilizados e intangíveis de acordo com CPC 01 - Delib. CVM nº 527 com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de fluxo de caixa e a reversão dos ativos da base de remuneração. Os valores apurados se mostraram superiores aos respectivos valores contábeis.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

19. INTANGÍVEL

Por atividade, o intangível está constituído da seguinte forma:

	Depreciação				
	Taxas	Custo	acumulada	30/09/2009	30/06/2009
Consolidado:					
INTANGÍVEL EM SERVIÇO:					
Geração					
Servidões		191	(7)	184	191
Software	7,30%	200	(36)	164	174
Distribuição:					
Servidões		13.151	(43)	13.108	15.450
Software	4,44%	14.933	(9.155)	5.778	5.132
Comercialização:					
Servidões		1	-	1	1
Software	8,14%	7.036	(4.409)	2.627	2.811
Direito Uso Linha Telefonica		86		86	86
Administração:					
Servidões		17	-	17	17
Software	10,49%	104.455	(60.294)	44.161	36.222
Direito Uso Linha Telefonica		33	-	33	33
Subtotal		140.103	(73.944)	66.159	60.117
INTANGÍVEL EM CURSO					
Distribuição					
Servidões		4.319	-	4.319	3.752
Software		15.389	-	15.389	13.531
Comercialização					
Software		2.397	-	2.397	2.304
Administração					
Software		13.266	-	13.266	15.399
Subtotal		35.371	-	35.371	34.986
Ágio					
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT		123.276	-	123.276	123.276
QMRA - Participações S.A.		227.429	-	227.429	227.429
Emp. de Dist. de Energia Vale Parapanema S.A.		7.376	-	7.376	7.376
Rede Com. de Energia S.A.		29.919	-	29.919	29.919
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.		14.104	-	14.104	14.104
Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S.A.		10.040	-	10.040	10.040
Subtotal		412.144	-	412.144	412.144
Total		587.618	(73.944)	513.674	507.247

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A mutação do intangível está demonstrada da seguinte forma:

	30/06/2009	Adições	Baixas / Reversão	Transferências	30/09/2009
INTANGÍVEL EM SERVIÇO					
Custo					
Geração	391	-	-	-	391
Distribuição	29.327	-	(2.603)	1.361	28.085
Comercialização	7.122	-	-	-	7.122
Administração	93.511	-	(395)	11.389	104.505
Subtotal	130.351	-	(2.998)	12.750	140.103
Depreciação					
Geração	(26)	(17)	-	-	(43)
Distribuição	(8.745)	(454)	-	-	(9.199)
Comercialização	(4.224)	(184)	-	-	(4.408)
Administração	(57.239)	(3.451)	396	-	(60.294)
Subtotal	(70.234)	(4.106)	396	-	(73.944)
Total	60.117	(4.106)	(2.602)	12.750	66.159
INTANGÍVEL EM CURSO					
Geração	-	-	-	-	-
Distribuição	17.283	7.184	(3.398)	(1.361)	19.708
Comercialização	2.304	93	-	-	2.397
Administração	15.399	9.368	(112)	(11.389)	13.266
Subtotal	34.986	16.645	(3.510)	(12.750)	35.371
ÁGIO					
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	123.276	-	-	-	123.276
QMRA - Participações S.A.	227.429	-	-	-	227.429
Emp. De Dist. De Energia Vale Paranapanema S	7.376	-	-	-	7.376
Rede Com de Energia S.A.	29.919	-	-	-	29.919
Rede de Eletricidade e Serviços S.A.	14.104	-	-	-	14.104
Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S.A.	10.040	-	-	-	10.040
Total	412.144	-	-	-	412.144
TOTAL INTANGÍVEL	507.247	12.539	(6.112)	-	513.674

As faixas de Servidões: são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão da Companhia, e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel. Como são permanentes, não há amortização.

Direitos de Uso: são licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

20. FORNECEDORES

	Consolidado	
	30/9/2009	30/6/2009
CIRCULANTE		
Suprimento de energia elétrica:		
Arapucel Indiavaí	65	30
Light Energia e Servicos de Eletricidade	2.421	1.959
Cemig	8.096	7.133
Cia de Geração de Energ Elétrica Tiete	15.997	15.997
CHESF	21.228	20.372
Companhia Energética de São Paulo - Cesp	13.024	12.040
Rede Lajeado Energia S/A	17.998	20.484
Copel Geração S.A.	12.968	10.076
Duke Energy	3.843	2.990
Elettram	678	1.036
Eletrobrás	73.159	83.689
Eletronorte	9.657	8.480
Furnas	31.356	29.001
Global Energia Elétrica	1.053	1.111
CCEE - Camara de Comercialização Energia	2.463	4.389
Itamarati Norte	-	6.162
Enertrade Comercializadora de Energia	4.189	3.604
Rosal Energia S.A.	4.341	18.833
Apiacas Energia S.A.	2.060	2.223
Enerpeixe Energia S.A.	10.588	9.382
Rio do Sangue Energia S.A.	2.323	2.873
Socibe Energia S.A.	2.546	2.511
Isamu Ikeda Energia S.A.	2.495	3.756
Primavera Energia S.A.	3.616	3.523
Rede Comercializadora de Energia	749	6.151
Curua Energia	6.259	4.887
Outras	50.003	31.474
Parcelamentos:		
Furnas (a)	1.284	8.437
Total	304.459	322.603

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	30/9/2009	30/6/2009
CIRCULANTE:		
Compra de energia elétrica:		
Energia livre - CCEE (b)	39.233	37.982
Energia no curto prazo - CCEE	2.246	5.706
	<u>41.479</u>	<u>43.688</u>
Compra de combustível		
Petrobras	62.763	52.144
	<u>62.763</u>	<u>52.144</u>
Encargos de uso da rede elétrica:		
CTEEP	6.371	7.014
Furnas	4.315	4.538
Chesf	1.483	1.970
Elettronorte	1.793	6.838
Eletrosul	3.370	3.791
Expansion	263	354
TSN	513	665
Novatrans	480	687
ETEO	166	228
Cemig	1.122	2.219
Copel Transmissão S.A.	533	1.081
EATE	408	515
ONS	21.855	828
CEEE	402	402
STN	165	176
NTE	145	200
ENTE	207	280
ATE	448	616
ITE	196	270
Outras	5.456	4.313
	<u>49.691</u>	<u>36.985</u>
Materiais e serviços	110.796	133.505
Retenção contratual	5.262	3.380
	<u>116.058</u>	<u>136.885</u>
Total	<u>574.450</u>	<u>592.305</u>
NÃO CIRCULANTE:		
Suprimento de energia elétrica :		
Energia livre - CCEE	549	590
Energia livre - CCEE Ac. Setor Elétrico (b)	2.353	4.147
	<u>2.902</u>	<u>4.737</u>
Total	<u>2.902</u>	<u>4.737</u>

- (a) Parcelamento referente a fornecimento de energia elétrica, contrato assinado em 15/8/2002, a forma de amortização ocorre pela dação de energia elétrica, com um período de amortização previsto para, no mínimo, 53 parcelas, podendo ser prorrogado independentemente da anuência das partes. Conforme consta na cláusula 5ª do contrato, a taxa de juros é de 12,68% a.a., mais a variação do IGP-M.

- (b) Vide nota explicativa nº. 11

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

21. IMPOSTOS, CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS E PARCELAMENTOS

	Circulante		Não Circulante	
	30/9/09	30/6/09	30/9/09	30/6/09
Companhia				
Imposto de renda retido na fonte(b)	377	409	-	-
Outros (b)	(27)	(17)	-	-
	350	392	-	-
Parcelamento de tributos:				
Paes (a)	84	91	259	272
Saldo Remanescente Paex (e)	7.406	3.127	7.748	18.134
	7.490	3.218	8.007	18.406
Desverticaliz. trib.federais (d)	(2.770)	(3.127)	(7.466)	(18.134)
	5.070	483	541	272

	Circulante		Não Circulante	
	30/9/09	30/6/09	30/9/09	30/6/09
Consolidado				
ICMS (b)	140.014	148.385	4.790	3.643
Imposto de renda (b)	5.329	11.172	-	-
Contribuição social (b)	1.838	3.882	-	-
Previdência social (b)	8.187	9.288	-	-
FGTS (b)	1.337	1.506	174	174
PIS (b)	24.419	15.446	-	-
Cofins (b)	112.870	68.365	-	-
Imp.de renda retido na fonte (b)	3.081	3.298	-	-
IOF (b)	-	66	-	-
Outros (b)	4.990	5.511	-	-
	302.065	266.919	4.964	3.817
Parcelamento de tributos:				
Paes (a)	200	217	619	651
ICMS (c)	78.786	120.948	61.206	15.956
Saldo Remanescente Paex (e)	122.944	149.940	448.986	812.761
	201.930	271.105	510.811	829.368
Desverticaliz.trib.federais (d)	(2.770)	(3.127)	(7.466)	(18.134)
	501.225	534.897	508.309	815.051

(a) Refere-se a consolidação de débitos junto ao FNDE no Parcelamento Especial - PAES com vencimentos até 28/02/2003, sobre os quais incidem juros mensais equivalentes a variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.

(b) Refere-se aos impostos e contribuições correntes.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- (c) Parcelamentos de ICMS das Controladas junto às receitas estaduais com parcelas entre 36 e 100 meses e com vencimento da última ocorrendo em março de 2014, corrigidas pela Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP e Selic - Sistema Especial de Liquidação e Custódia.
- (d) Tributos federais transferidos por responsabilidade solidária à Controlada Caiuá - Distribuição de Energia S.A no processo de desverticalização nos termos da Lei nº. 10.848/2004 e Resolução Autorizativa ANEEL nº. 309, de 5/9/2005.
- (e) Refere-se a saldos remanescentes de parcelamentos de tributos e contribuições federais mantidos junto Receita Federal do Brasil e Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, cuja companhia e suas controladas requereram, em setembro de 2009, a desistência do Parcelamento Excepcional-PAEX de que tratam os arts. 1º e 8º da MP nº 303 de 29/06/2006 e a adesão ao parcelamento instituído pela Lei 11.941, de 27/05/2009, que dispõe sobre o pagamento e o parcelamento de débitos em até 180 meses (15 anos) com reduções que variam de 20% a 100% de multa de mora e ofício, multas isoladas, juros de mora e encargo legal de acordo com o prazo e modalidade de parcelamento vigente.

Os valores de multa de mora ou de ofício, multas isoladas, juros de mora e encargo legal contabilizados como obrigação e baixados contra o resultado do período em decorrência das reduções concedidas, não são computados na base de cálculo do IRPJ, da CSLL, da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para a COFINS.

A companhia e suas controladas que aderiram aos parcelamentos previstos na Lei nº 11.941/2009, liquidaram valores correspondentes a multas, de mora ou de ofício, e a juros moratórios, inclusive relativos a débitos inscritos na DAU, com utilização de créditos decorrentes de prejuízo fiscal e de base negativa da CSLL próprios.

A prestação mínima proveniente do Parcelamento Excepcional de que tratam os arts. 1º e 8º da MP nº 303/2006 será o equivalente a 85% do valor da prestação devida no mês de novembro de 2008 e de R\$ 100,00, no caso dos demais débitos da pessoa jurídica, que vencerão no último dia útil de cada mês. O prazo do parcelamento ficou reduzido. Em média, de 78 para 59 parcelas vincendas.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A primeira prestação foi paga no mês em que foi formalizado o pedido de adesão, produzindo efeitos nos requerimentos formulados com o correspondente pagamento da primeira prestação em valor não inferior ao estipulado na Lei.

O valor de cada prestação será acrescido de juros correspondentes à variação da taxa SELIC.

Computadas as prestações pagas durante a vigência do PAEX, os débitos que compõem os saldos remanescentes dos parcelamentos foram restabelecidos à data da solicitação do novo parcelamento, com os acréscimos legais devidos à época da ocorrência dos respectivos fatos geradores, computadas as reduções de juros, multas e do encargo legal assim como da liquidação de juros e multa com créditos decorrentes de prejuízo fiscal e base negativa de CSLL, como demonstrado a seguir:

Tributos	Saldo			Companhia
	Remanescente			30/9/2009
	PAEX 30/09/2009	Redução Encargos	Liquidação Encargos	Saldo consolidado
RFB	10.702	(1.681)	(4.103)	4.918
PGFN	-	-	-	-
INSS	-	-	-	-
Total	10.702	(1.681)	(4.103)	4.918

Tributos	Saldo			Consolidado
	Remanescente			30/9/2009
	PAEX 30/09/2009	Redução Encargos	Liquidação Encargos	Saldo consolidado
RFB	760.661	(166.148)	(151.592)	442.921
PGFN	203.139	(82.354)	(5.697)	115.088
INSS	13.921	-	-	13.921
Total	977.721	(248.502)	(157.289)	571.930

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

22. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS

a. Composição:

	30/09/2009				Companhia 30/06/2009	
	Circulante		Não Circulante		Circulante	
	Principal	Encargos	Principal e Encargos		Principal	Encargos
Moeda nacional:						
BNDES	37.267	745	148.694	34.439	769	157.341
Enermat	2.148	7.777	-	2.148	7.671	9.819
Capital de giro	419.015	15.009	122.418	332.002	4.304	113.501
Subtotal	458.430	23.531	271.112	368.589	12.744	280.661
(-) Custo da transação		(2.237)	(1.925)	-	(2.720)	(2.157)
Total moeda nacional	458.430	21.294	269.187	368.589	10.024	278.504
Moeda estrangeira:						
Bônus Perpétuos	-	-	882.997	-	-	969.156
Marcação a Mercado	-	-	(262.691)	-	-	(484.578)
Total moeda estrangeira	-	-	620.306	-	-	484.578
Total de Empréstimos	458.430	21.294	889.493	368.589	10.024	763.082

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado					
	30/09/2009			30/06/2009		
	Circulante		Não Circulante	Circulante		Não Circulante
	Principal	Encargos	Principal e Encargos	Principal	Encargos	Principal e Encargos
Moeda nacional:						
BNDES	41.659	772	156.401	38.834	804	166.133
Eletrobrás	85.627	292	637.270	82.172	589	548.582
Enermat	2.148	7.777	-	2.148	7.671	9.819
Finame	4.777	96	11.447	4.410	150	12.677
FDE	2.335	-	2.222	2.851	-	2.339
FNO	-	464	34.971	-	462	34.439
Capital de giro	946.141	40.208	1.268.901	791.088	45.308	1.164.711
Investimentos	82.904	5.568	85.713	81.993	4.192	94.162
Arrendamento mercantil	4.946	275	12.323	4.813	277	3.500
Subtotal	1.170.537	55.452	2.209.248	1.008.309	59.453	2.036.362
(-) Custo da transação	-	(8.219)	(23.765)	-	(8.625)	(25.294)
Total moeda nacional	1.170.537	47.233	2.185.483	1.008.309	50.828	2.011.068
Moeda estrangeira:						
Units Notes	21.456	781	42.913	23.550	2.535	47.100
BID	100.214	4.462	437.610	103.051	4.015	512.679
Tesouro Nacional	8.741	3.003	103.531	9.430	1.518	113.533
Capital de giro	29.102	8	-	47.037	-	-
Arrendamento mercantil	2.668	19	3.183	2.802	24	3.983
Bônus Perpétuos	-	-	882.997	-	-	969.156
Marcação a Mercado	-	-	(262.691)	-	-	(484.578)
Subtotal	162.181	8.273	1.207.543	185.870	8.092	1.161.873
(-) Custo da transação	-	(202)	(237)	-	(208)	(285)
Total moeda estrangeira	162.181	8.071	1.207.306	185.870	7.884	1.161.588
Total	1.332.718	55.304	3.392.789	1.194.179	58.712	3.172.656

b. A composição do saldo devedor por moeda/indexador é a seguinte:

Moeda/Indexador	Companhia			
	30/09/2009		30/06/2009	
	R\$	%	R\$	%
Moeda Nacional:				
URTJLP	186.706	24,79	192.549	29,09
IGP-M	9.925	1,32	19.638	2,97
CDI	515.775	68,49	410.533	62,01
R\$	40.667	5,40	39.274	5,93
Subtotal	753.073	100,00	661.994	100,00
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano	620.306	100,00	484.578	100,00
Subtotal	620.306	100,00	484.578	100,00
Total	1.373.379		1.146.572	

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Moeda/Indexador	Consolidado			
	30/9/2009		30/6/2009	
	R\$	%	R\$	%
Moeda Nacional:				
URTJLP	205.112	5,97	212.570	6,85
UFIR	383.882	11,17	320.542	10,33
CDI	2.288.715	66,62	2.082.905	67,10
IGP-M	9.925	0,29	19.638	0,63
IGP-M	40.673	1,18	-	-
TJLP	15.637	0,46	16.809	0,54
TR	947	0,03	1.640	0,05
Finel	2.641	0,08	3.010	0,10
Poupança	5.339	0,16	5.840	0,19
R\$	479.547	13,96	435.618	14,03
Selic	2.819	0,08	5.552	0,18
Subtotal	3.435.237	100,00	3.104.124	100,00
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano	1.348.887	97,89	1.308.798	96,53
IENE	29.110	2,11	47.037	3,47
Subtotal	1.377.997	100,00	1.355.835	100,00
Total	4.813.234		4.459.959	

c. Os indexadores, base de atualização dos empréstimos, financiamentos apresentaram as seguintes variações durante o trimestre:

Moeda/indexador	Variação %	
	30/9/2009	30/6/2009
US\$(dólar norte-americano)	(8,89)	(15,70)
URTJLP (Unidade de Referência - Taxa de Juros de Longo Prazo)	0,00	0,06
CDI (Certificado de Depósito Interbancário)	2,18	2,37
TJLP (Taxa de Juros Longo Prazo)	1,47	1,53
Finel (Fundo de Financiamento da Eletrobrás)	(0,07)	(0,06)
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado)	(0,37)	(0,32)
IPCA (Índice Preço ao Consumidor - Atacado)	0,39	1,32
Poupança	1,63	1,67
Selic	2,19	2,39
Iene	(2,24)	(13,20)

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

d. Detalhamento dos empréstimos e financiamentos:

Companhia:

Moeda nacional

1. **BNDES** - Contratos para investimentos em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, sobre os quais incidem juros à taxa de 4% ao ano acima da TJLP, com vencimento final em agosto de 2010.

a. Contrato de confissão, reescalonamento e consolidação de dívidas junto ao BNDES (Vide item b detalhamento dos empréstimos e financiamentos consolidado)

2. **Capital de giro** - Diversos contratos com taxas de juros entre 1,50% a.a. e 12,68% a.a. acrescidas de CDI, 120% do CDI e taxa pré-fixada de 18.45% a.a., com vencimento da última parcela ocorrendo em 29 de dezembro de 2014. Dentro destas operações existem contratos com taxa de juros contratada de 1,50% a.a. e efetiva de 2,55% a.a. e 120% do CDI com taxa efetiva de 1,18% a.a. que contemplam os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme deliberação CVM nº. 556/08. Durante o 3º trimestre/2009 foram amortizados R\$ 715, perfazendo um total acumulado de R\$ 1.267 no período.

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento	R\$
4º trim/09	705
2010	1.752
2011	740
2012	532
2013	321
2014	111
Total	4.161

3. **A Assunção de dívida** da controlada indireta Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. -CEMAT junto a Enermat Investimentos e Participações S.A. conforme instrumento de Assunção de Dívida firmado em 12 de agosto de 2004, decorrente da operação de alienação da controlada indireta Itamarati Norte S.A. - Agropecuária, com amortização em 6 parcelas anuais, vencimento final em julho de 2010 e à taxa de IGPM mais 6% ao ano.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Moeda Estrangeira

1. **Bônus Perpétuos** - Emissão no valor de US\$ 575.000 (quinhentos e setenta e cinco milhões de dólares norte americanos), sendo uma primeira emissão no montante de US\$ 400.000 (quatrocentos milhões de dólares norte americanos) e uma segunda no montante de US\$ 175.000 (cento e setenta e cinco milhões de dólares norte americanos) para colocação no mercado internacional junto a investidores estrangeiros qualificados, em conformidade com isenções estabelecidas pela Securities Act of 1933, conforme alterado, dos Estados Unidos da América, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de qualquer registro de distribuição no exterior, inclusive, perante a Securities Exchange Commission dos Estados Unidos da América. Os bônus foram emitidos com uma taxa de 11,125% ao ano, com pagamentos trimestrais, não possuindo data de vencimento, e poderão, por opção da Companhia, serem resgatados a partir de 02 de abril de 2.012, em qualquer data de pagamento de juros. Estes bônus são negociados na Luxembourg Stock Exchange (Bolsa de Valor de Luxemburgo) e apresentam liquidez.

Em junho/09 foram resgatados aproximadamente 13,64% dos bônus, representando US\$ 78.404 do valor de emissão, com deságio de 47,11%.

Os títulos da Companhia eram negociados com um percentual de deságio de 29,75% em 30 de setembro de 2009 e 50,00% em 30 de junho de 2009.

e. Instrumento financeiro passivo designado no reconhecimento inicial, como mensurado a valor justo por meio do resultado

A Companhia optou por designar o bônus perpétuo como mensurados a valor justo por meio do resultado. Tal designação deve ser feita no momento inicial, todavia, a Deliberação CVM nº.565/2008 que trata da Adoção inicial da Lei 11.638/08 e da Medida Provisória nº 449/2008 no seu item 6 autoriza a Companhia a fazer a classificação na data de transição. O referido título quando considerado pelo custo apresenta uma inconsistência entre o reconhecimento do passivo pelo seu valor de face (emissão) e o valor efetivamente negociado, pelo qual a Companhia poderia recomprá-lo. O valor de mercado, ou seja, o valor que o título está sendo negociado pode ser considerado como valor justo, pois os preços são divulgados e negociados em mercado ativo. Assim, não houve necessidade da utilização de modelos internos para sua precificação, pois os preços obtidos neste mercado podem ser considerados adequados. O valor de face destes títulos somente será exigido na hipótese de insolvência da Companhia, o que acaba não representando adequadamente o valor do passivo. Assim, a designação a valor justo destes títulos, por meio do resultado produz uma informação mais relevante a respeito da posição patrimonial e financeira da Companhia, reduzindo a inconsistência de

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

mensuração, além de ser útil como base para avaliação de riscos e investimentos da Companhia.

Consolidado:

Moeda nacional

1. BNDES - substancialmente representados por contratos relacionados às seguintes finalidades:

- a. Empréstimos obtidos pela Controlada direta ENERSUL, destinados a financiamento de obras, sobre os quais incidem URTJLP acrescidos de juros de 4,80% a.a., com vencimento final em 15 de junho de 2012
- b. Reestruturação financeira: Assunção pela Controladora Rede Energia S.A. em 30/11/2006 conforme Decisão nº. DIR1005/2006-BNDES, das dívidas da EEVP e da DENERGE, decorrentes dos contratos de financiamentos nº. 97.2.514.31 (EEVP), 03.2.398.3.1 (DENERGE); 04.2.179.3.1 (DENERGE) e do subcrédito "D" (/047) do Contrato de Financiamento nº. 98.2.022.3.1 (EEVP), no montante total de R\$ 201.842, bem como sua consolidação e reescalonamento, conforme condições abaixo:
Subcrédito "B": R\$ 185.014
Subcrédito "C": R\$ 16.828

Prazos de amortização:

Subcréditos "B" e "C": em 40 prestações trimestrais, com a seguinte progressividade:

15% em 12 prestações trimestrais e sucessivas, cada uma no valor do principal vincendo deste percentual, dividido pelo número dessas prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira em 15/12/2006 e a última em 15/09/2009;

85% em 28 prestações trimestrais e sucessivas, cada uma no valor do principal vincendo deste percentual, dividido pelo número dessas prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira em 15/12/2009 e a última em 15/09/2016;

Juros para Subcréditos "B":

4% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP; juros exigíveis com relação ao Subcrédito "B", trimestralmente, a partir 15/12/2006, juntamente com as prestações do principal.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Juros para Subcréditos "C":

5% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP; juros exigíveis trimestralmente, a partir de 15/12/2006, e juntamente com as prestações do principal.

Garantias: penhor de ações das controladas e controladoras.

2. Eletrobrás - substancialmente representados por contratos relacionados às seguintes finalidades:

a. Programas Luz no Campo e Luz para Todos, com maior representatividade nas controladas CELPA, CEMAT, CELTINS e ENERSUL, nos montantes de R\$ 228.119, R\$ 372.182, R\$ 37.688 e R\$ 64.526, respectivamente em 30 de setembro de 2.009, todos com prazo de carência de 24 meses e prazo de amortização em 120 meses acrescidos de taxas de juros entre 5% a.a. e 7,18% a.a., com amortização mensal.

b. Programas tomados para expansão dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, na controlada CEMAT, cujo montante em 30 de junho de 2009 é de R\$ 3.276. O contrato inicial é datado de 1/7/1996 e a data de vencimento do último contrato ocorrerá em 15/8/2022, com taxas de juros que variam de 6% a 9,478% a.a., mais a variação da Ufir, Finel. Todos os contratos com carência de 2 anos.

c. IRD's (Instrumento de Reconhecimento de Débito) - Recursos oriundos de repasse do Governo Federal, que constitui financiamento do Fundo Federal de Eletrificação à Concessionária na controlada ENERSUL, cujo montante em 30 de setembro de 2009 é de R\$ 7.475, com amortização em 80 parcelas trimestrais iguais e taxa de juros de 9% a.a. e término em abril de 2022.

3. Finame

Investimentos no sistema de transmissão, distribuição e comercialização nas controladas CELPA, CEMAT, CELTINS, nos montantes de R\$ 5.797, R\$ 5.006 e R\$ 3.877, respectivamente em 30 de setembro de 2.009, com taxas de juros entre 3,70% e 4,55% a.a., mais a variação da URTJLP, a forma de amortização é mensal e com vencimento da última parcela ocorrendo em 16/9/2013.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

4. Arrendamento Mercantil

Contratos de arrendamentos mercantis em moeda nacional, com taxas que variam de CDI a CDI mais 1,81% a.a, TJLP mais 4,8% a.a., amortização mensal e vencimento da última parcela em 15/10/2011. A dívida total dos arrendamentos mercantis em 30 de setembro de 2009 é de R\$ 17.544 e seu valor corresponde ao valor presente nesta data.

Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencido	R\$
até setembro/2010	5.221
4º trim/2010	1.484
2011	8.767
2012	1.322
2012	750
Total	17.544

5. Capital de giro

Capital de giro - Captação com taxas de juros entre 1,21% a.a. e 17,48% a.a. acrescidas de CDI, 120% do CDI e taxa pré-fixada de 18.45% a.a. e com vencimento da última parcela ocorrendo em 19/09/2018, conta garantida com taxa de juros de 2,17% a.a. e 15,38% a.a. acrescidas de CDI e para moeda estrangeira, taxa de juros de 9,50% a.a., ocorrendo o último vencimento em 15/09/2015

Dentro destas operações existem contratos com taxa de juros contratada de 1,50% a.a., 1,60% a.a e 2,50% e efetiva de 2,55% a.a., 1,88% a.a. e 3,11% a.a., respectivamente e 120% do CDI com taxa efetiva de 1,18% a.a. que contemplam os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme deliberação CVM nº. 556/08. Durante o 3º trimestre/2009 foram amortizados R\$ 2.142, perfazendo um total acumulado de R\$ 5.700 no período.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os custos de transação a serem amortizados são:

	R\$
3º trim/09	2.228
2010	7.666
2011	5.973
2012	4.920
2013	3.840
2014	2.811
2015	2.058
2016	1.447
2017	826
2018	215
Total	31.984

6. Investimentos

6.1. A Controlada CEMAT firmou contratos de empréstimo cujos recursos destinam-se para investimentos conforme abaixo:

- a) Contrato, empréstimo ponte com o Bradesco, assinado em 20 de junho de 2007, com a finalidade de construção de LT's e ampliação de SE's, conforme elenco de obras sub-rogados com recursos da CCC através da resolução 146, de 14/02/2005, com taxas de juros de 2,0% a.a. mais a variação de CDI, com pagamentos de juros ocorrendo em abril, agosto e outubro de 2008, com a amortização das parcelas de principal mais encargos em 42 meses vencendo a primeira em Jan/2009 a última em Jun/2012.
- b) Contrato, empréstimo ponte com o Banco Santander, assinado em 11 de março de 2008, com a finalidade de construção de LT's e ampliação de SE's, com taxas de juros de 2,0% a.a. mais a variação de CDI, com a amortização das parcelas de principal mais encargos em 48 meses vencendo a primeira em Jan/2009 a última em Dez/2012.
- c) Contrato, empréstimo ponte com o ITAÚ BBA, parcela 01/02, assinado em 23 de dezembro de 2008, com a finalidade de Interligação da região de Jurueña ao Sistema Interligado Nacional - SIN, com taxas de juros de 4,408775% a.a. mais a variação de CDI, sendo efetuado pagamento único para quitação no dia 18/12/2009, no valor R\$ 20.000 mil.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- d) Contrato, empréstimo ponte com o Banco ITAÚ BBA, parcela 02/02, assinado em 30 de março de 2009, com a finalidade de Interligação da região de Jurueña ao Sistema Interligado Nacional - SIN a taxas de juros de 4,4447544% aa. mais a variação de CDI, sendo efetuado pagamento único para quitação no dia 18/12/2009, no valor R\$ 20.000 mil.

6.2. A Controlada Enersul em novembro de 2001 firma contrato para financiamentos de obras com recursos do FCO - Fundo Constitucional do Centro Oeste, através do Banco do Brasil, sendo liberado R\$ 30.000, a ser amortizado em 108 parcelas mensais iguais consecutivas, com juros de 11,1987% ao ano e término em novembro de 2013, com garantias em aval da controladora e interveniência bancária.

Moeda estrangeira

1. As controladas Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA e Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, efetuaram uma emissão de US\$ 100 milhões em 14 de fevereiro de 2006, sendo US\$ 50 milhões de responsabilidade da CELPA e US\$ 50 milhões da CEMAT. As "Notes Units", assim definidas, terão prazo total para liquidação de 6 anos, sendo 3 anos de carência e 3 anos para amortização do principal. O custo da captação foi 9,5% ao ano, acrescido da variação cambial, com pagamento de juros semestrais. A operação tem uma taxa efetiva de juros de 10,065% a.a, essa taxa contempla os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme a Deliberação CVM nº. 556/08. Durante o 2º trimestre foram amortizados R\$ 55 referente a custos de transação, perfazendo um total acumulado de R\$ 109 no 1º semestre/2009. Os custos de transação a serem amortizados são R\$ 109 (2º semestre de 2009), R\$ 195 (2010), R\$ 169 (2011), R\$ 20 (2012) Cabe acrescentar que o montante do principal dessa operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de instrumentos derivativos em reais.

Em 8 de agosto de 2007, as Controladas Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT e Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, em cumprimento ao disposto na Instrução CVM nº.358, de 3/1/2002, publicaram "Fato Relevante" informando que foi concluído com sucesso a oferta de recompra das *Notes Units* com juros de 9,50% e vencimento em 2012 (as "*Units*") emitidas pelas Companhias no mercado externo em 14 de fevereiro de 2006, em conformidade com as isenções estabelecidas de acordo com o *Securities Act of 1933*, conforme alterado, dos Estados Unidos da América, objeto do Fato Relevante de 11 de julho de 2007. Foi objeto de aceitação pelas Companhias a recompra das Units da totalidade dos investidores que aderiram à oferta, representando 63,8% das Units em circulação,

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

no valor principal de US\$ 31.899 milhões, de um valor principal total de US\$ 50 milhões, parte ideal de cada Companhia.

2. A Controlada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, em 25 de julho de 2006, toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$ 89.500 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$ 114.500. Do total liberado, US\$ 50.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$ 39.500 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total nove anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais seis para amortiza  o do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais três anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A    de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a.. O principal da opera  o foi protegido contra as oscila  es da varia  o cambial (Swap) a taxas que variam entre IGPM acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,39% a.a.

3. A Controlada Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, em 25 de julho de 2006, toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$ 100.000 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$ 135.000. Do total liberado, US\$ 40.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$ 60.000 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total nove anos para liquida  o, sendo tr  s anos de car  ncia e mais seis para amortiza  o do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquida  o, sendo tr  s anos de car  ncia e mais tr  s anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A    de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a.. O principal da opera  o foi protegido contra as oscila  es da varia  o cambial (Swap) a taxas que variam entre IGPM acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,50% a.a.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

4. A Controlada Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, em 24 de abril de 2007, toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$ 55.000 milhões como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$ 80.000 milhões, do total liberado, US\$ 35.000 milhões são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$ 20.000 milhões são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais seis para amortiza  o do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais três anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A    de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,5% a.a..

5. Tesouro nacional: reestrutura  o de dívida externa, nas controladas CEMAT e CELPA e ENERSUL, como segue:

CEMAT: acordos estruturados em 18/3/1998 e 22/9/1999, com taxas de juros que variam de 6,02% a 8,20% a.a., mais taxa Libor semestral e varia  o cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em 15/4/2024. A forma de amortiza  o    semestral.

CELPA: acordo estruturado em 31/12/1997, com taxas de juros que variam de 4,3% a 11% a.a., mais taxa Libor semestral e varia  o cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em 15/4/2024. A forma de amortiza  o    semestral e final.

ENERSUL: acordo estruturado em março de 1997, com taxas de juros que variam de 6,20% a 8,20% a.a., mais taxa Libor acrescida de 0,81% a 0,88% a.a. e varia  o cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em 10/4/2024. A forma de amortiza  o    semestral.

6. Arrendamento Mercantil: Contrato efetuado pelas controladas CELPA, CEMAT e CELTINS junto ao Banco GE, com taxa Libor a Libor + 2,25% a.a., amortiza  o trimestral e vencimento da última parcela em 25/11/2013. A dívida total dos arrendamentos mercantis em 30 de setembro de 2009    de R\$ 5.870 e seu valor corresponde ao valor presente nesta data.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencido	R\$
até setembro/2010	2.687
3º trim/2010	225
2011	900
2012	1.626
2013	432
Total	5.870

Custo de transação

Refere-se a despesas incorridas na obtenção de empréstimos e financiamentos, pagas antecipadamente e apropriadas mensalmente ao resultado pela taxa efetiva de juros, em atendimento a Deliberação CVM nº 556/08, exceto para itens designados a valor justo por meio de resultado, que foi lançado em contrapartida na conta Lucros ou Prejuízos Acumulados na data da transição conforme a Deliberação CVM nº. 565/08.

Garantias

Os empréstimos, financiamentos estão garantidos por alienação fiduciária dos bens financiados, notas promissórias, avais dos acionistas controladores e receitas futuras de fornecimento de energia elétrica.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

f. As parcelas do não circulante (principal e encargos) têm os seguintes vencimentos:

Vencido	Companhia		
	30/9/2009		
	Moeda Nacional	Moeda Estrangeira	Total
2010	32.947	-	32.947
2011	60.450	-	60.450
2012	44.782	-	44.782
2013	44.782	-	44.782
2014	44.782	-	44.782
2015	24.782	-	24.782
2016	18.587	-	18.587
Subtotal	271.112	-	271.112
Bonus Perpétuo	-	882.997	882.997
Marcação a Mercado	-	(262.691)	(262.691)
Total	271.112	620.306	891.418

Vencido	Consolidado		
	30/9/2009		
	Moeda Nacional	Moeda Estrangeira	Total
2010	160.406	34.163	194.569
2011	489.410	152.694	642.104
2012	455.026	126.797	581.823
2013	283.610	71.869	355.479
2014	226.028	69.390	295.418
2015	164.689	44.418	209.107
2016	154.433	8.810	163.243
2017	129.336	-	129.336
2018	100.750	-	100.750
2019	29.697	-	29.697
2020	9.814	-	9.814
Após 2020	6.049	79.096	85.145
Subtotal	2.209.248	587.237	2.796.485
Bonus Perpétuo	-	882.997	882.997
Marcação a Mercado	-	(262.691)	(262.691)
Total	2.209.248	1.207.543	3.416.791

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

g. Movimentação de empréstimos, financiamentos:

	Companhia			
	Circulante		Não Circulante	
	Principal	Encargos	Principal	Encargos
	Moeda nacional			
Saldo em 30 de junho de 2009	368.589	10.024	272.990	5.514
Ingressos	182.500	21.091	30.365	-
Encargos	-	-	-	-
Variação monetária	-	-	-	-
Transferência	32.243	7.672	(32.243)	(7.672)
Amortizações	(124.902)	(17.975)	-	-
Ingressos de custo da transação	-	-	-	-
Transferência de custo da transação	-	(233)	-	233
Apropriação de custo da transação	-	715	-	-
Saldo em 30 de setembro de 2009	458.430	21.294	271.112	(1.925)
	Moeda estrangeira			
Saldo em 30 de junho de 2009	-	-	484.578	-
Encargos	-	29.217	-	-
Variação cambial	-	(970)	(86.159)	-
Amortizações	-	(28.247)	-	-
Marcação a mercado	-	-	221.887	-
Saldo em 30 de setembro de 2009	-	-	620.306	-
Saldo em 30 de setembro de 2009	458.430	21.294	891.418	(1.925)

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado			
	Circulante		Não Circulante	
	Principal	Encargos	Principal	Encargos
	Moeda nacional			
Saldo em 30 de junho de 2009	1.008.309	50.828	2.009.462	1.606
Ingressos	266.180	-	390.303	-
Encargos	-	83.745	17	2.248
Variação monetária	433	-	526	-
Transferências	212.026	8.182	(211.915)	(8.293)
Amortizações	(316.411)	(95.927)	-	-
Ingressos de custo da transação	-	-	-	(208)
Transferência de custo da transação	-	(1.737)	-	1.737
Amortização de custo da transação	-	2.142	-	-
Saldo em 30 de setembro de 2009	1.170.537	47.233	2.188.393	(2.910)
	Moeda estrangeira			
	Circulante		Não Circulante	
	Principal	Encargos	Principal	Encargos
Saldo em 30 de junho de 2009	185.870	7.884	1.161.873	(285)
Ingressos	-	-	-	-
Encargos	-	41.448	-	-
Variação cambial	(13.316)	(1.437)	(145.261)	-
Transferências	30.956	-	(30.956)	-
Amortizações	(41.329)	(39.831)	-	-
Ajuste à Lei 11.638/07	-	-	221.887	-
Transferência de custo da transação	-	(48)	-	48
Amortização de custo da transação	-	55	-	-
Saldo em 30 de setembro de 2009	162.181	8.071	1.207.543	(237)
Saldo em 30 de setembro de 2009	1.332.718	55.304	3.395.936	(3.147)

h. Condições restritivas

Determinados contratos de empréstimos e financiamentos estão sujeitos a certas condições restritivas e contemplam cláusulas que requerem que a Sociedade e suas controladas mantenham determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

No entendimento da Administração da Companhia e suas controladas, essas condições restritivas e cláusulas vêm sendo adequadamente atendidas.

23. TAXAS REGULAMENTARES

Consolidado:	Circulante	
	30/09/2009	30/06/2009
Quota de reserva global de reversão - RGR	5.794	9.454
Compensação financeira utilização recursos hídricos	237	274
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	9.593	5.652
Quota da conta de consumo de combustível - CCC	16.077	18.853
Taxa de fiscalização - ANEEL	1.154	1.140
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	10.239	15.967
Outras	545	545
	43.639	51.885

24. OBRIGAÇÕES DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O contrato de concessão das Controladas estabelece a obrigação em aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento, e valores a serem recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas estão definidas pelas Leis nº. 10.848 e 11.465, de 15 de março de 2004 e 28 de março de 2007 respectivamente.

Consolidado:	30/09/2009	30/06/2009
Circulante		
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	1.561	5.425
Ministério de Minas e Energia - MME	867	734
Instituições de Pesquisa	26.990	27.430
Programa de eficiência energética - PEE	44.927	43.576
	74.345	77.165
Não Circulante		
Pesquisa e desenvolvimento científico e tecnológico	32.225	26.677
Instituições de Pesquisa	48.232	37.826
	80.457	64.503

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A atualização das parcelas referentes aos Programas de Eficientização e Pesquisa e Desenvolvimento é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº. 176, de 28 de novembro de 2005, nº. 219, de 11 de abril de 2006, nº. 300, de 12 de fevereiro de 2008 e nº. 316, de 13 de maio de 2008.

Por meio da Resolução Normativa nº. 233, de 24 de outubro de 2006, com validade a partir de 1 de janeiro de 2007, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética. Dentre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

A realização das obrigações com o programa de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento através da aquisição de ativos imobilizados tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

25. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

<u>Consolidado:</u>	<u>Circulante</u>	
	<u>30/09/2009</u>	<u>30/06/2009</u>
Provisões sobre folha de pagamento	33.602	29.684
Provisão de impostos sobre folha de pagamento	11.352	9.907
Provisão de Imposto de Renda	62.297	32.562
Provisão de Contribuição Social	21.756	11.392
Total	129.007	83.545

26. SUBVENÇÃO ICMS - CCC

O saldo consolidado de R\$ 100.925, sendo R\$ 47.421 na controlada CEMAT e R\$ 53.504 na controlada CELPA corresponde a crédito de ICMS oriundo da aquisição de combustíveis por conta da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC para as empresas com geração térmica que atuam no sistema isolado, impossibilitadas de compensar integralmente o referido crédito ICMS, com débitos apurados na venda de energia elétrica. O referido crédito deverá ser ressarcido ao Fundo da CCC.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O artigo 86, da Lei nº. 10.833, de 29 de dezembro de 2003, que altera o art. 8º. da Lei nº. 8.631, de 4 de março de 1993, estabeleceu que o Fundo da CCC assumisse esse ônus, na sua integralidade, no ano de 2004 e parcialmente durante os anos de 2005 a 2008. O ofício circular nº. 073/2006-SFF/ANEEL definiu o critério de apuração do referido crédito a ser ressarcido ao Fundo da CCC.

A Resolução Normativa 303 de 26/02/2008 instituiu que as empresas que receberam o reembolso do ICMS pelo Fundo e creditaram-se desse valor quando da apuração do ICMS, restituam o montante referente ao período de 2004 (subsídio integral), 2005 e 2006 (subsídio parcial), no prazo de 36 meses a partir de maio/2008, devidamente atualizado pelo IGP-M a partir do mês de competência do referido crédito.

As Controladas, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT e Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, obtiveram liminar através do processo 2008.34.00.021476-4, suspendendo os efeitos da Resolução Normativa nº. 303. Com isso, seus assessores jurídicos entendem que as Controladas estão desobrigadas a atualizar, constituir provisão e, conseqüentemente, a ressarcir ao Fundo CCC.

27. PROVISÃO PARA PASSIVOS CONTINGENTES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Está representada da seguinte forma:

Consolidado

	30/09/2009			30/06/2009		
	Provisão			Provisão		
	No Exercício	Saldo Acumulado	Depósitos judiciais	No Exercício	Saldo Acumulado	Depósitos judiciais
Cíveis - Consumidores (a)	(10.775)	14.988	18.096	1.153	25.763	17.714
Trabalhistas (b)	(12.234)	30.331	58.888	2.719	42.565	54.546
Fiscais:						
Cofins / Finsocial (c)	-	-	3.149	-	-	3.149
PIS (c)	5	45.898	46.748	6	45.893	46.748
Imposto de renda (c)	-	-	1.869	-	-	2.202
Contribuição social (c)	-	-	39	-	-	39
Previdência social	-	-	3.188	-	-	3.188
Outros	-	-	5.195	(740)	-	5.985
	5	45.898	60.188	(734)	45.893	61.311
	(23.004)	91.217	137.172	3.138	114.221	133.571

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 30 de junho de 2009	25.763	42.565	45.893	114.221
Constituição	17	3	5	25
Baixas/reversão	(10.792)	(12.237)	-	(23.029)
Saldo em 30 de setembro de 2009	14.988	30.331	45.898	91.217
Contingências passivas:				
Possível (d)	37.424	27.747	31.893	97.064

- a. As ações judiciais de natureza cível referem-se, de maneira geral, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; a cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos medidores de energia elétrica, ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia; bem como ações em que consumidores pretendem devolução de valores, em razão do aumento das tarifas de energia determinado pelas Portarias 38 e 45/86, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no período de congelamento de preços do Plano Cruzado.
- b. As ações judiciais de natureza trabalhista referem-se, de maneira geral, a discussões de ex-empregados pretendendo recebimento de horas-extras, de adicional de periculosidade, de horas de sobreaviso, de indenizações por danos decorrentes de acidente no trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pelas Companhias reclamando responsabilidade solidária por verbas rescisórias.
 - Foram provisionadas as contingências representadas pelas citadas ações judiciais cíveis e trabalhistas com chances prováveis de perda pelas Companhias, conforme avaliação de seus advogados. De maneira geral, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que referidas ações com chances prováveis de perda tenham julgamento final e haja o efetivo desembolso pelas Companhias dos valores provisionados, na hipótese de a Companhia ser vencida nas ações.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- c. Em setembro de 2009, a Companhia e suas Controladas aderiram ao Parcelamento instituído pela Lei 11.941/2009 que dispõe sobre o pagamento e o parcelamento de débitos junto à Receita Federal do Brasil e Procuradoria- Geral da Fazenda Nacional, parcelados ou não, com vencimento até 30.11.2008, de que tratam os arts. 1º a 13 da Lei nº 11941, de 27 de maio de 2009. Poderão ser pagos ou parcelados, em até 180 meses, inclusive, o saldo remanescente do REFIS, PAES, PAEX ou no parcelamento ordinário com reduções de multa de mora e ofício, multas isoladas, juros de mora e encargo legal de acordo com o prazo e modalidade de parcelamento anterior. A pessoa jurídica que optar pelo pagamento à vista ou pelos parcelamentos previstos na Lei, poderá liquidar valores correspondentes a multas, de mora ou de ofício, e a juros moratórios, inclusive relativos a débitos inscritos em DAU, com utilização de créditos decorrentes de prejuízo fiscal e de base negativa da CSLL próprios. (vide nota explicativa nº. 21).

Dentre os procedimentos de natureza tributária, está em curso na controlada CEMAT processo administrativo decorrente de Auto de Infração e Imposição de Multa - AIIM nº. 16741001600003200516, processo nº. 16/06, em trâmite perante a Agência Fazendária de Cuiabá/MT (OS 5811/06). O auto de infração refere-se a (i) suposto crédito indevido do diferencial de alíquota de ICMS relativo à aquisição de mercadorias destinadas ao ativo permanente da empresa, (ii) suposto crédito indevido de ICMS incidente na compra de óleo diesel nas operações beneficiadas por subsídio financeiro. As infrações têm probabilidade de perda remota. Se a Companhia não se sair vencedora nesse processo administrativo, ingressará com ação judicial para anular referido auto de infração.

As Controladas CELTINS e CFLO sofreram autuação pela Secretaria da Receita Federal, com a aplicação de multa isolada por alegada compensação de tributos de forma não autorizada pela legislação. Foi apresentada impugnação e recurso, sendo que a Controlada CFLO obteve em 26 de setembro de 2008 decisão pela Câmara Superior de Recursos Fiscais em Sede de Embargos de Declaração extinguindo integralmente a multa isolada imposta a Companhia e a Controlada Celtins aguarda julgamento na esfera administrativa e que estimamos tenha julgamento em aproximadamente 2 anos. Caso a decisão na esfera administrativa seja desfavorável, a Controlada ingressará com ação judicial visando à anulação de referida autuação.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Controlada EEB sofreu autuação pela Secretaria da Receita Federal, em razão de esta considerar não dedutíveis determinadas despesas financeiras decorrentes de empréstimos tomados. Foi apresentada impugnação que aguarda julgamento na esfera administrativa. Estima-se em aproximadamente 3 anos a decisão final administrativa. Caso a decisão na esfera administrativa seja desfavorável, a Controlada ingressará com ação judicial visando à anulação da autuação.

Na Controlada Enersul, as ações de natureza fiscal e tributária referem-se, em sua grande maioria, a depósitos em juízo contra a União Federal arguindo a inconstitucionalidade da cobrança do PIS sobre o faturamento, tendo em vista o disposto no parágrafo 3º. do artigo 155 da Constituição Federal.

- d. As suas controladas também apresentaram os valores de suas contingências passivas cujas chances de êxito são possíveis. Por entendermos razoáveis as chances de êxito, não houve provisionamento de referidos valores e, caso referidas contingências venham a representar perda, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que haja o desembolso pelas Companhias.

28. INDENIZAÇÃO TRABALHISTA - PLANO BRESSER

Em 21 de dezembro de 2004 a Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará, firmaram acordo referente à ação judicial que transitava na 4ª. Vara Trabalhista de Belém do Pará, movida pelo Sindicato que pleiteava 26,06% de reajuste sobre os salários congelados em junho/1987, denominado Plano Bresser, homologado em todos os termos da petição.

O valor homologado no acordo corresponde ao montante de R\$ 370.000, sujeito a atualização pela variação acumulada do INPC/IBGE, pagáveis mensalmente até 25 de agosto de 2012, da seguinte forma:

Plano Bresser

<u>Passivo Circulante</u>	<u>30/09/2009</u>	<u>Passivo Não Circulante</u>	<u>30/09/2009</u>
Vencimento em 2009	13.046	Vencimento em 2010	13.210
Vencimento em 2010	47.806	Vencimento em 2011	61.015
Ajustes a Lei 11.638/2007 (a)	(1.413)	Vencimento em 2012	83.298
		Ajustes a Lei 11.638/2007 (a)	(17.240)
Total	<u>59.439</u>		<u>140.283</u>

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

No 3º. trimestre de 2009 o impacto no resultado da controlada relativo à atualização monetária foi de R\$ 4.313 (R\$ 2.498 em 2008).

(a) A Controlada CELPA procedeu o cálculo do AVP projetando as parcelas da dívida pela taxa INPC/IBGE e descontando pela taxa SELIC projetada segundo a expectativa apresentada no boletim FOCUS. Foi elegida a taxa SELIC projetada como taxa de desconto por se considerar que esta reflete os juros compatíveis com a natureza, riscos da dívida, levando em conta as taxas de mercado praticadas na data da transição da Lei 11.638/2007. Tendo em vista a natureza e a complexidade da indenização, a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foi omitida, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

29. OUTROS PASSIVOS

	Circulante		Não circulante	
	30/09/2009	30/06/2009	30/09/2009	30/06/2009
Consolidado				
Convênios de Arrecadação	7.818	5.472	-	-
Taxa de iluminação pública	30.590	32.940	-	-
Conta paga em duplicidade	9.064	8.686	-	-
Fundo de caixa	2.075	2.859	-	-
Adiantamento de consumidores	11.441	11.451	18.867	15.364
Eletrobrás-principal e Juros Emp. Compulsório	809	843	-	-
Encargos Tarifários (a)	6.920	7.566	-	-
Aquisição de acervo	56	56	2.938	2.937
Reserva para reversão/amortização (b)	-	-	7.324	7.324
Operações com Swap	-	-	337.662	300.824
(-) Ajuste a Lei 11.638/2007	-	-	21.770	7.343
Rede Lajeado Energia S.A.	1.149	1.900	28.378	27.835
C.R. Almeida S.A. - Eng. e Construções (c)	14.279	13.336	34.943	38.800
Sec. Receita Federal - Honorários Jurídicos (d)	6.378	6.248	1.594	3.124
Outros	3.410	7.159	18.327	20.953
	93.989	98.516	471.803	424.504

a. Refere-se a Encargos de Capacidade Emergencial no Consolidado e Encargos de Aquisição de Energia Elétrica

b. Refere-se a recursos das Controladas aplicado até 31 de dezembro de 1971, na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica, nos termos do regulamento da legislação vigente.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

c. Refere-se ao parcelamento da ação ordinária de indenização de autos nº. 193.1.002606-0 junto a C.R. Almeida S.A. - Engenharia e Construções, a ser pago em 50 parcelas mensais e sucessivas, corrigidas pelo IGP-M acrescidas de juros de 6% ao ano.

d. Refere-se a honorários jurídicos da Ação Ordinária nº. 95.72436-2, Processo 2002.39.0003250-2.

30. PATRIMÔNIO LÍQUIDO - COMPANHIA

O capital social em 30 de setembro de 2009 é de R\$ 714.552, composto por 322.075.470 (trezentos e vinte e dois milhões, setenta e cinco mil e quatrocentas e setenta) ações, sendo 221.157.990 (duzentos e vinte e um milhões, cento e cinquenta e sete mil e novecentas e noventa) ações ordinárias e 100.917.480 (cem milhões, novecentas e dezessete mil e quatrocentas e oitenta) ações preferenciais nominativas.

Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	174.772	79,03	6.964	6,90	181.736	56,43
Denerge - Desenvolvimento Energético S.A.	43.614	19,72	6.680	6,62	50.294	15,62
BNDES Participações S.A. - BNDESPAR	-	-	76.901	76,20	76.901	23,88
Outros	2.772	1,25	10.372	10,28	13.144	4,08
	221.158	100,00	100.917	100,00	322.075	100,00

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios equivalentes a 25% do lucro líquido ajustado. Os dividendos pagos às ações preferenciais correspondem a 10% superiores àqueles pagos às ações ordinárias.

Nas Assembléias Gerais, cada ação ordinária dá direito a um voto.

As ações preferenciais serão inconversíveis em ações ordinárias e não terão direito de voto nas Assembléias Gerais. Cada ação preferencial fará jus a:

a) recebimento de dividendos não cumulativos, no mínimo 10% (dez por cento) superiores aos atribuídos às ações ordinárias;

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- b) prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, em caso de liquidação da sociedade, e depois de reembolsadas as ações ordinárias, participação igualitária com essas últimas no rateio do excesso do patrimônio líquido que se verificar;
- c) participação em igualdade de condições com as ações ordinárias na distribuição, pela sociedade, de lucros, bonificações ou outras vantagens, inclusive nos casos de aumentos de capital decorrentes de capitalização de reservas.

Reservas de capital:	30/9/2009	30/6/2009
Remuneração do imobilizado em curso	3.745	3.745
Doações e subvenções para investimentos	713	713
	4.458	4.458

31. DESPESAS OPERACIONAIS

	Despesas Gerais e Administrativas		Outras Despesas Operacionais	
	30/09/2009	30/09/2008	30/09/2009	30/09/2008
Companhia				
Administradores	759	611	-	-
Serviço de Terceiros	2.825	2.255	-	-
Arrendamentos e Aluguéis	4	5	-	-
Depreciação e amortização	1	-	-	-
Seguros	172	-	-	-
Tributos	235	284	-	-
(-) Recuperação de despesas	(733)	-	-	-
Doações, contrib. e subvenções	-	-	2.220	-
Outros	-	14	80	71
Total	3.263	3.169	2.300	71

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Despesas com Vendas		Despesas Gerais e Administrativas		Outras Despesas Operacionais	
	30/09/2009	30/09/2008	30/09/2009	30/09/2008	30/09/2009	30/09/2008
Consolidado						
Pessoal	27.247	21.966	70.915	45.271	-	-
Administradores	-	-	17.113	17.603	-	-
Material	741	774	10.521	8.322	-	-
Serviço de Terceiros	88.268	75.922	104.028	74.392	-	-
Compensação Fin. P'utiliz. Recursos	-	-	-	6.808	882	6.416
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	9.249	7.902
Depreciação e Amortização	-	-	20.209	1.462	154	151
Arrendamentos e Aluguéis	84	66	11.248	(102)	-	-
Seguros	138	85	2.235	9.923	-	433
Tributos	1.569	1.017	9.722	4.657	-	20
Provisão (Liq. De Reversão)	(1.859)	8.774	13	-	(14.803)	730
Doações, contrib. e subvenções	-	-	108	-	5.388	3.726
Outros	8.240	7.302	7.500	15.459	932	418
Total	124.428	115.906	253.612	183.795	1.802	19.796

	Despesas com Vendas		Despesas Gerais e Administrativas	
	30/09/2009	30/09/2008	30/09/2009	30/09/2008
Remuneração e benefícios	21.290	16.755	66.685	47.518
Encargos sociais	5.664	4.919	11.999	9.466
Progr.de inc. a aposent. e dem. Voluntária	32	58	949	582
Contribuição como mantenedor da fundação	206	143	237	377
Indenização sobre o saldo do FGTS	55	91	955	499
(-) Transferências para ordens em curso	-	-	(9.910)	(13.171)
Total despesas com pessoal	27.247	21.966	70.915	45.271

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

32. OUTROS RESULTADOS

	Companhia		Consolidado	
	30/09/2009	30/09/2008	30/09/2009	30/09/2008
Receitas				
Ganhos na alienação de bens e direitos	-	1.810	641	6.718
Ganho na desativação de bens e direitos	-	-	3.309	
Ganhos	4.165	-	10.995	155
Outras receitas	-	-	3.365	3.810
Subtotal	4.165	1.810	18.310	10.683
Despesas				
Perdas na desativação de bens e direitos	-	-	(17.013)	(11.226)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	(1.718)	(1.321)
Perdas	-	(10.038)	(9.392)	(10.788)
Outras despesas	-	-	(19.660)	(18.237)
Subtotal	-	(10.038)	(47.783)	(41.572)
Total	4.165	(8.228)	(29.473)	(30.889)

33. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

As suas controladas passaram pela Homologação Definitiva do processo da Segunda Revisão Tarifária Periódica, bem como pelo processo de IRT - Índice de Reajuste Tarifária Anual. Conforme previsto no contrato de concessão das empresas, os processos ocorreram da seguinte forma:

CFLO:

A ANEEL, através da Nota Técnica nº. 183/2009-SRE/ANEEL, de 26 de maio de 2009 e por meio da Resolução Homologatória nº. 825, de 2 de junho de 2009, homologou o resultado definitivo da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da Controlada **Companhia Força e Luz do Oeste - CFLO**, fixando o reposicionamento tarifário em -6,60% (menos seis vírgula sessenta por cento).

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Através da Nota Técnica nº. 213/2009-SRE/ANEEL, de 17 de junho de 2009 e por meio da Resolução Homologatória nº. 842, de 23 de junho de 2009, homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica da CFLO, em média, reajustadas em 6,99% (seis vírgula noventa e nove por cento), sendo 9,16% (nove vírgula dezesseis por cento) relativos ao reajuste tarifário anual e -2,16% (menos dois vírgula dezesseis por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 4,85% (quatro vírgula oitenta e cinco por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de de 29 de junho de 2009 a 28 de junho de 2010.

CELTINS:

A ANEEL através da Nota Técnica nº. 199/2009-SRE/ANEEL, de 9 de junho de 2009, e por meio da Resolução Homologatória nº. 830, de 16 de junho de 2009, homologou o resultado definitivo da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da Controlada **Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS**, fixando o reposicionamento tarifário em -7,24% (menos sete vírgula vinte e quatro por cento).

Através da Nota Técnica nº. 211/2009-SRE/ANEEL, de 29 de junho de 2009 e por meio da Resolução Homologatória nº. 847, de 30 de junho de 2009, homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica em 2,15% (dois vírgula quinze por cento), sendo 3,63% (três vírgula sessenta e três por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e -1,49% (menos um vírgula quarenta e nove por cento) referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de -5,50% (menos cinco vírgula cinquenta por cento) a ser percebido pelos consumidores. Esse reajuste tarifário entrou em vigor a partir de 4 de julho de 2009 a 3 de julho de 2010.

A CELTINS interpôs recurso administrativo contra a Resolução ANEEL 847/2009-SRE/ANEEL, por entender que os resultados da revisão tarifária periódica de 2008 não consideraram corretamente custos e investimentos realizados, o que representariam aumentos reais e maiores tarifas de energia. Por tanto, o componente financeiro apresentado (passivo regulatório) na Nota Técnica nº. 211/2009-SRE/ANEEL de 29 de junho de 2009, homologada pela Resolução Homologatória nº. 847, de 30 de junho de 2009, como ajuste financeiro oriundo da segunda Revisão Tarifária Periódica, no montante de R\$ 10.317 mil, deve ser anulado e, como consequência, não foi registrado como passivo regulatório nas demonstrações contábeis da Companhia em 30 de setembro de 2009.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A CELTINS, por meio de seu Departamento Jurídico, considera boas as chances de êxito do citado recurso administrativo e avaliará o ajuizamento de ação judicial caso o julgamento deles pela ANEEL não sejam satisfatório

CEMAT:

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº. 784, de 24 de março de 2009 e Nota Técnica nº. 091/2009/SRE/ANEEL, de 17 de março de 2009, homologou o resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica estabelecendo que as tarifas de fornecimento de energia elétrica da CEMAT ficam reposicionadas em - 5,91% (menos cinco vírgula noventa e um por cento).

Através da Resolução Homologatória nº. 794, de 7 de abril de 2009 e da Nota Técnica nº. 118/220-SRE/ANEEL, de 31 de março de 2009, a ANEEL homologou o resultado do índice de reajuste tarifário anual de 2009, da CEMAT, fixando o reajuste em 15,99% (quinze vírgula noventa e nove por cento), sendo 11,33% (onze vírgula trinta e três por cento) relativos ao reajuste tarifário anual e 4,66% (quatro vírgula sessenta e seis por cento) relativos aos componentes financeiros adicionais, o qual deduzido o efeito dos componentes financeiros do ano de 2008, o qual deduzido o efeito dos componentes financeiros do ano de 2008, resultou no percentual médio de 13,04% (treze vírgula zero quatro por cento) a ser percebido pelos consumidores. As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste, entraram em vigor em 8 de abril de 2009 a 7 de abril de 2010.

A CEMAT interpôs recurso administrativo contra a Resolução ANEEL 784/2009, por entender que os resultados da revisão tarifária periódica de 2008 não consideraram corretamente custos e investimentos realizados, o que representariam aumentos reais e maiores tarifas de energia. Por tanto, o componente financeiro apresentado (passivo regulatório) na Nota Técnica nº. 118 de 31 de março de 2009, homologada pela Resolução Homologatória nº. 794, de 7 de abril de 2009, como ajuste financeiro oriundo da segunda Revisão Tarifária Periódica, no montante de R\$ 21.808 mil, deve ser anulado e, como consequência, não foi registrado como passivo regulatório nas demonstrações contábeis da Companhia em 30 de setembro de 2009.

A CEMAT, por meio de seu Departamento Jurídico, considera boas as chances de êxito do citado recurso administrativo e avaliará o ajuizamento de ação judicial caso o julgamento deles pela ANEEL não sejam satisfatório.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

CELPA:

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº. 857, de 4 de agosto de 2009 e Nota Técnica nº. 269/2009/SRE/ANEEL, de 3 de agosto 2009, homologou o resultado definitivo da segunda revisão tarifária periódica estabelecendo que as tarifas de fornecimento de energia elétrica da CEMAT ficam reposicionadas em 8,63% (oito, vírgula sessenta e três por cento), sendo 2,83% (dois vírgula oitenta e três por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 5,80% (cinco vírgula oitenta por cento) referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 3,75% (três vírgula setenta e cinco por cento) a ser percebido pelos consumidores. As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste, entraram em vigor em 7 de agosto de 2009 a 6 de agosto de 2010.

A CELPA interpôs recurso administrativo contra a Resolução ANEEL 857/2009, por entender que os resultados da revisão tarifária periódica de 2008 não consideraram corretamente custos e investimentos realizados, o que representariam aumentos reais e maiores tarifas de energia. Por tanto, o componente financeiro apresentado (passivo regulatório) na Nota Técnica nº. 269 de 03 de agosto de 2009, homologada pela Resolução Homologatória nº. 857, de 04 de agosto de 2009, como ajuste financeiro oriundo da segunda Revisão Tarifária Periódica, no montante de R\$ 24.708 mil, deve ser anulado e, como consequência, não foi registrado como passivo regulatório nas demonstrações contábeis da Companhia em 30 de setembro de 2009.

A CELPA, por meio de seu Departamento Jurídico, considera boas as chances de êxito do citado recurso administrativo e avaliará o ajuizamento de ação judicial caso o julgamento deles pela ANEEL não sejam satisfatório.

CAIUÁ - D:

A ANEEL através da Nota Técnica nº. 123/2009-SRE/ANEEL, de 01 de abril de 2009, e por meio da Resolução Homologatória nº. 812, de 14 de abril de 2009, homologa o resultado definitivo da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da Controlada **Caiuá Distribuição de Energia S.A.**, fixando o reposicionamento tarifário -8,05% (menos oito vírgula cinco por cento).

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Através da Resolução Homologatória nº. 819, de 5 de maio de 2009 e da Nota Técnica nº. 153/2009-SRE/ANEEL, de 29 de abril de 2009, a ANEEL homologa o resultado do IRT - Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2009, da CAIUÁ - D, fixando o reajuste em 15,32% (quinze vírgula trinta e dois por cento), sendo 10,58% (dez vírgula cinquenta e oito por cento) relativos ao reajuste tarifário anual e 4,74% (quatro vírgula setenta e quatro por cento) referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 17,55% (dezessete vírgula cinquenta e cinco por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos. As tarifas que contemplam o respectivo índice de reajuste tarifário anual e os componentes financeiros, entraram em vigor em 10 de maio de 2009 a 9 de maio de 2010.

EDEVP:

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº. 803, de 7 de abril de 2009 e Nota Técnica nº. 121/2009-SRE/ANEEL, de 31 de março de 2009, homologa o resultado definitivo da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da Controlada **Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. - EDEVP**, estabelecendo que as tarifas de fornecimento de energia elétrica ficam reposicionadas em -4,77% (menos quatro vírgula setenta e sete por cento);

Através da Resolução Homologatória nº. 816, de 5 de maio de 2009 e da Nota Técnica nº. 156/2009-SRE/ANEEL, de 30 de abril de 2009, a ANEEL homologa o resultado do IRT - Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2009, da EDEVP, fixando o reajuste em 11,13% (onze vírgula treze por cento), sendo 6,70% (seis vírgula setenta por cento) relativos ao reajuste tarifário anual e 4,43% (quatro vírgula quarenta e três por cento) referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 11,16% (onze vírgula dezesseis por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos. As tarifas que contemplam o respectivo índice de reajuste tarifário anual e os componentes financeiros, antraram em vigor em de 10 de maio de 2009 a 9 de maio de 2010.

EEB:

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº. 802, de 7 de abril de 2009 e Nota Técnica nº. 124/2009-SRE/ANEEL, de 01 de abril de 2009, homologa o resultado definitivo da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da Controlada **Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB**, estabelecendo que as tarifas de fornecimento de energia elétrica ficam reposicionadas em 2,19% (dois vírgula dezenove por cento);

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Através da Resolução Homologatória nº. 818, de 5 de maio de 2009 e da Nota Técnica nº. 154/2009-SRE/ANEEL, de 29 de abril de 2009, a ANEEL homologa o resultado do IRT - Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2009, da EEB, fixando o reajuste em 23,47% (vinte e três vírgula quarenta e sete por cento), sendo 11,99% (onze vírgula noventa e nove por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 11,48% (onze vírgula quarenta e oito por cento) referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 16,14% (dezesseis vírgula quatorze por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos. As tarifas que contemplam o respectivo índice de reajuste tarifário anual e os componentes financeiros, entraram em vigor a partir de 10 de maio de 2009 a 9 de maio de 2010.

CNEE:

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº. 813, de 14 de abril de 2009 e Nota Técnica nº. 132/2009-SRE/ANEEL, de 07 de abril de 2009, homologa o resultado definitivo da Segunda Revisão Tarifária Periódica, da Controlada **Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE**, estabelecendo que as tarifas de fornecimento de energia elétrica ficam reposicionadas em -9,90% (menos nove vírgula noventa por cento);

Através da Resolução Homologatória nº. 817, de 5 de maio de 2009 e da Nota Técnica nº. 155/2009-SRE/ANEEL, de 30 de abril de 2009, a ANEEL homologa o resultado do IRT - Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2009, da CNEE, fixando o reajuste em 14,49% (quatorze vírgula quarenta e nove por cento), sendo 9,61% (nove vírgula sessenta e um por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 4,88% (quatro vírgula oitenta e oito por cento) relativos aos componentes financeiros adicionais, que correspondem a um efeito médio de 5,48% (cinco vírgula quarenta e oito por cento) a ser percebido pelos consumidores. As tarifas que contemplam o respectivo índice de reajuste tarifário anual e os componentes financeiros, entraram em vigor em 10 de maio de 2009 a 9 de maio de 2010.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

ENERSUL:

A ANEEL, através da Nota Técnica nº. 090/SRE/ANEEL 03 de abril de 2008, e por meio da Resolução Homologatória nº. 624, de 07 de abril de 2008, homologou o resultado provisório da Segunda Revisão Tarifária Periódica da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL, fixando o reposicionamento tarifário médio em -5,69% (menos cinco vírgula sessenta e nove por cento), que adicionado o percentual de 1,94% (um vírgula noventa e quatro por cento) relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica de 2008 resultou num reajuste de tarifas final de -3,75% (menos três vírgula setenta e cinco por cento). A tarifa de energia com o novo valor decorrente da revisão tarifária periódica vigorou de 08 de abril de 2008 até 07 de abril de 2009.

Com o resultado da referida revisão tarifária periódica de 2008, o valor do ajuste financeiro decorrente da revisão tarifária periódica de 2003, utilizado pela ANEEL em parcelas anuais, na revisão tarifária periódica de 2008 e nos reajustes tarifários anuais subsequentes, ficou em R\$ -151.122mil (cento e cinquenta e um milhões, cento e vinte e dois mil reais negativos), base abril de 2008. As tarifas do Anexo III do processo de revisão tarifária periódica 2008 contemplaram a primeira parcela do ajuste financeiro supracitado, no valor de R\$ -18.450mil (dezoito milhões, quatrocentos e cinquenta mil reais negativos), restando o valor de R\$ -132.672mil (cento e trinta e dois milhões, seiscentos e setenta e dois mil reais negativos), a ser utilizado nos reajustes tarifários de 2009 e 2010.

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº. 785, de 24 de março de 2009, e da Nota Técnica nº. 097/2009/SRE/ANEEL, de 20 de março de 2009, homologou o resultado definitivo da Segunda Revisão Tarifária Periódica, estabelecendo que as tarifas de energia elétrica da ENERSUL ficam reposicionadas em -7,76% (sete vírgula setenta e seis por cento negativos).

A ANEEL, através da Nota Técnica nº. 120/2009-SRE/ANEEL, de 31 de março de 2009, e da Resolução Homologatória nº. 796, de 7 de abril de 2009, homologou o resultado do reajuste tarifário anual da ENERSUL, fixando-o em 10,90% (dez vírgula noventa por cento), o qual, acrescido dos componentes financeiros de 2009, de 2,70% (dois vírgula setenta por cento), resultou num reajuste tarifário anual de 13,60% (treze vírgula sessenta por cento), o qual, retirado o componente financeiro de 2008, bem como os efeitos do recálculo da revisão tarifária periódica de 2008, resultou num reajuste tarifário médio de 8,61% (oito vírgula sessenta e um por cento).

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O efeito financeiro deste reajuste tarifário anual será totalmente compensado com o ajuste financeiro decorrente do recálculo da revisão tarifária periódica de 2003, de R\$ -76.522mil (setenta e seis milhões, quinhentos e vinte e dois mil reais negativos), tornando nulo o efeito a ser percebido pelos consumidores da ENERSUL, o que, na prática, representa 0% (zero por cento) de aumento tarifário. A tarifa de energia com efeito nulo para os consumidores vigorará de 8 de abril de 2009 a 7 de abril de 2010.

A ENERSUL interpôs recurso administrativo contra as referidas Resoluções ANEEL 785/2009 e 796/2009, por entender que os resultados da revisão tarifária periódica de 2008 e do reajuste tarifário anual não consideraram corretamente custos e investimentos realizados, o que representariam aumentos reais e maiores tarifa de energia. Portanto, deve ser anulado e, consequentemente, não foram contabilizados em 31 de março de 2009, o resultado apurando entre a comparação dos componentes financeiros (ativos e passivos regulatórios líquidos) registrados nos livros contábeis e as informações apresentados na Nota Técnica nº. 120 de 31 de março de 2009, homologada pela Resolução Homologatória nº. 796, no montante de R\$ 42.050 mil, em 30 de setembro de 2009 o saldo atualizado é de R\$ 30.275 mil.

A ENERSUL, por meio de seu Departamento Jurídico, considera boas as chances de êxito dos citados recursos administrativos e avaliará o ajuizamento de ação judicial caso o julgamento deles pela ANEEL não sejam satisfatórios.

34. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO

A Rede Energia S.A., Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, Cia. Força e Luz do Oeste, Cia. Nacional de Energia Elétrica, Elucid Solutions Ltda., Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., Empresa Elétrica Bragantina S.A., Caiuá Distribuição de Energia S.A., Rede Comercializadora de Energia S.A., Rede Power do Brasil S.A. e Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. patrocinam em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da Previdência Social, cuja administração é feita por meio da Redeprev - Fundação Rede de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As empresas acima mencionadas, solidariamente entre si, são patrocinadoras da Redeprev e mantêm, por meio dessa instituição, três planos de benefícios de previdência:

a. Plano de Benefícios Elétricas BD-I:

Está estruturado na forma de benefício definido e é custeado pelos participantes ativos, participantes assistidos e patrocinadoras. Esse plano não permite novas adesões de participantes desde 31/12/1998.

b. Plano de Benefícios Elétricas-R:

Obteve autorização e aprovação para a aplicação do seu Regulamento através da Portaria nº. 880, de 12/01/2007, emitida pelo Departamento de Análise Técnica da Secretaria de Previdência Complementar do MPS. O referido plano é resultante da fusão dos extintos Planos de Benefícios CELPA-R, CEMAT-R e ELÉTRICAS-R, cujos Regulamentos foram condensados em um único Regulamento, sem solução de continuidade. Assegura os seguintes benefícios de risco:

- Suplementação da aposentadoria por invalidez;
- Suplementação do auxílio-doença;
- Suplementação da pensão por morte; e
- Pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado exclusivamente e de forma solidária com as demais Patrocinadoras, CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A. e a CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S.A..

Anteriormente a fusão, os planos eram contabilizados em separado, e a partir da fusão as contas são prestadas de forma comum, em um único balancete, por conta da legislação que regulamenta as entidades de previdência complementar. Todavia, especificamente para efeitos desta avaliação e para o cumprimento da Deliberação CVM 371/2000, impõe-se a aferição compartimentada dos compromissos atuariais, das despesas com contribuições, dos custos e do Ativo do Plano de Benefícios R, por Empresa Patrocinadora.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

c. Plano de Benefícios Elétricas-OP:

Instituído em 1/1/1999, oferece o benefício de renda mensal vitalícia, após o prazo de diferimento. O plano, durante o prazo de diferimento do benefício, está estruturado na forma de contribuição definida e o valor da renda mensal está vinculado ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do participante. A renda mensal vitalícia, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente uma vez a cada ano, e nessa fase é considerada benefício definido. O custeio do plano é feito pelos participantes ativos (90%) e pelas patrocinadoras (10%).

Situação Financeira dos Planos de Benefícios - Avaliação Atuarial -Data-Base: 31 de Dezembro de 2008:

a. Número de participantes/beneficiários:

	ElétricasBD-I	Elétricas-R	Elétricas-OP
Número de participantes	35	2.034	2.034
Número de assistidos	250	6	34
Número de pensionistas (famílias)	101	7	-
	<u>386</u>	<u>2.047</u>	<u>2.068</u>

b. Plano de contribuição definida - Plano de benefícios Elétricas-OP

Em 31 de dezembro de 2008, o saldo dos benefícios acumulado referente ao plano de contribuição definida é de R\$ 65.168 (R\$ 65.168 em 2007).

O saldo dos benefícios acumulados corresponde ao fundo formado pelas contribuições individuais de cada participante e contribuições das patrocinadoras, acrescidas dos respectivos rendimentos. As contribuições são determinadas anualmente com base no plano de custeio do Plano Elétricas - OP.

c. Plano de benefício definido - Planos Elétricas BD-I, Elétricas - R

Deliberação CVM nº. 371/00:

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes, em 31 de dezembro de 2008, dos planos de benefícios definidos, seguindo os critérios requeridos pela Deliberação CVM nº. 371/00, o passivo atuarial é da seguinte forma:

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Premissas atuariais

As principais premissas atuariais em 31 de dezembro de 2008 utilizadas para determinação da obrigação atuarial são as seguintes:

	Taxa	
	Real	Nominal
Taxa de desconto	6,00% a.a.	8,76% a.a.
Taxa de rendimento esperada s/ os ativos (investimentos) do plano	6,00% a.a.	8,76% a.a.
Taxa de crescimento salarial futuro	2,00% a.a.	4,65% a.a.
Taxa de reajuste de benefícios	0,00% a.a.	0,00% a.a.
Taxa de inflação esperada	0,00% a.a.	2,60% a.a.
Fator de capacidade (dos salários e benefícios)	0,98	0,98
Tábua de mortalidade	IBGE 2007	

Valores reconhecidos no balanço patrimonial

	2008			2007
	Plano Elétricas BD- I	Plano Elétricas R	Plano Elétricas OP	Total
Valor presente das obrigações atuariais:				
Benefício Definido	53.355	5.074	21.482	79.911
Contribuição Definida	-	-	65.168	65.168
	53.355	5.074	86.650	145.079
Valor justo dos ativos:				
Benefício Definido	57.629	6.141	29.157	92.927
Contribuição Definida	-	-	65.168	65.168
	57.629	6.141	94.325	158.095
Obrigações atuariais à descoberta (ativo não contabilizado)	(4.274)	(1.067)	(7.675)	(13.016)

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Reconciliação contábil - Passivo Consolidado

	Deliberação CVM371	Confissão de dívida(*)	Total
Saldo em 30/6/2009	16.876	33.202	50.078
Despesa do exercício	-	699	699
Pagamentos de contribuições / dívida	-	(2.431)	(2.431)
Saldo em 30/9/2009	16.876	31.470	48.346

d. Confissão de dívida (*):

Controladas

- Contas a pagar da controlada CELPA para a Redeprev

Em 7 de junho de 1996 foi assinado o Instrumento Particular de Confissão de Dívida, consolidando dívidas no montante de R\$ 12.727 naquela data. O valor contratado está sendo amortizado em 180 parcelas mensais, atualizadas monetariamente pela variação anual do Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC e acrescidas de juros de 0,5% ao mês, com vencimento final para 30 de junho de 2011. O saldo não amortizado em 30 de setembro de 2009, no montante de R\$ 5.379, sendo R\$ 3.005 registrado no passivo circulante e, R\$ 2.374 no passivo não circulante, na rubrica "Benefícios pós Emprego".

- Contas a pagar da controlada CEMAT para a Redeprev

Em 29 de janeiro de 2003 foi firmado contrato de Parcelamento de dívida, relativo a reserva matemática no montante de R\$ 23.240, será amortizado em 132 parcelas mensais e sucessivas, sendo a última em 31/12/2013, atualizadas monetariamente pelo INPC + 6% de juros a.a.. Em 18/07/2006 foi firmado um instrumento particular de contrato de amortização de insuficiência atuarial no valor de R\$ 2.500, dos quais R\$ 1.142 refere-se a cobertura integral da insuficiência verificada no plano de benefício, e R\$ 1.358 com vistas a constituição de fundo de cobertura de oscilação de risco, esse montante será pago em 60 (sessenta) parcelas mensais e sucessivas a partir de 30/07/2006 acrescido de juros de 6% a.a + INPC. O saldo dos contratos em 30 de setembro de 2009 resultou no montante de R\$ 26.091, sendo R\$ 6.433 no passivo circulante e R\$ 19.658 no passivo não circulante, na rubrica "Benefícios pós emprego".

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

e. Contribuições efetuadas no ano

No período findo em 30 de setembro de 2009, foi destinado à Redeprev o montante Consolidado de contribuições no valor de R\$ 2.349 registrados como despesas de pessoal.

f. Outras informações

As Controladas CEMAT, CELPA e ENERSUL também patrocinam planos de benefícios na Redeprev, devidamente divulgados em notas explicativas anexas às respectivas demonstrações contábeis.

A Companhia e suas controladas são responsáveis pela cobertura integral de qualquer déficit apurado nos planos de benefícios caracterizados como benefício definido.

35. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Atendendo à Instrução CVM nº. 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia divulga a seguir informações relativas a seus instrumentos financeiros.

Gerenciamento de Risco

A Companhia e suas Controladas possuem procedimentos de controles preventivos e detectivos que monitoram sua exposição aos riscos de crédito, de mercado, escassez de energia, bem como riscos relacionados à Companhia e sua operações.

Gerenciamento dos riscos de crédito:

Risco da Companhia e suas Controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. A mitigação desse risco ocorre com a aplicação de procedimentos analíticos de monitoramento das contas a receber de consumidores, ações de cobrança e corte no fornecimento de energia. Outro fator que minimiza o risco de crédito é o perfil da carteira de crédito, que é pulverizada em um número expressivo de consumidores.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Gerenciamento de risco de mercado:

Estamos expostos a riscos de mercado decorrentes de nossas atividades. Esses riscos de mercado, que estão além de nosso controle, envolvem principalmente a possibilidade de que mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação possam vir a afetar negativamente o valor de nossos ativos financeiros, fluxos de caixa e rendimentos futuros. Risco de mercado é a eventual perda resultante de mudanças adversas das taxas e preços de mercado. A mitigação desse risco ocorre através da aplicação de procedimentos de avaliação da exposição dos ativos e passivos ao risco de mercado e, conseqüentemente, contratação de hedge junto a Instituições Financeiras de primeira linha.

Gerenciamento de riscos relacionados à Companhia e suas operações:

Nossas receitas operacionais podem ser positiva ou negativamente afetadas por decisões da ANEEL com relação às nossas tarifas. As tarifas que cobramos pela venda de energia aos consumidores são determinadas de acordo com os contratos de concessão celebrados com a ANEEL e estão sujeitas à discricionariedade regulatória da ANEEL. A mitigação desse risco ocorre pelo monitoramento e aplicação de todas as normas e procedimentos definidos pela ANEEL e um criterioso gerenciamento de custos operacionais.

Gerenciamento de riscos de escassez de energia:

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

Política de Utilização de instrumentos derivativos

A Companhia e suas Controladas utilizam instrumentos financeiros derivativos, registrados em contas patrimoniais e de resultado, com o propósito de atender às suas necessidades no gerenciamento de riscos de mercado, decorrentes dos descasamentos entre moedas e indexadores.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As operações com instrumentos derivativos são realizadas, por intermédio das superintendências financeiras de acordo com a estratégia previamente aprovada pelos gestores da Companhia.

Instrumentos derivativos

Atualmente a contratação de instrumentos derivativos objetiva proteger a exposição das obrigações da Companhia e de suas Controladas ao risco de mercado, principalmente, riscos de variação cambial que possam resultar em perda financeira. Estes contratos são celebrados em mercado de balcão diretamente com instituições financeiras de primeira linhas. As operações com derivativos da Companhia e suas Controladas não possuem verificadores nem chamada de margens, sendo liquidados integralmente no vencimento.

Obrigações expostas a variação cambial

Através da aplicação de procedimentos de avaliação da estrutura do endividamento e sua exposição à variação cambial, foram contratados instrumentos financeiros derivativos, contratos de Swap”, objetivando, principalmente, mitigar os riscos de eventuais perdas financeiras dos empréstimos Notes Units, BID e Capital de Giro.

Os diferenciais a receber e a pagar referentes aos instrumentos financeiros derivativos, ativos e passivos, são registrados em contas patrimoniais de “Outros Ativos (diferencial a receber) e Outros Passivos (diferencial a pagar)” e o resultado apurado na conta “Outras Receitas e Despesas Financeiras (resultado) e ou Imobilizado em Curso (quando da construção do imobilizado operacional - determinação da ANEEL em seu manual de contabilidade)”.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(a) Composição dos saldos registrados em contas patrimoniais de outros ativos e passivos:

UMENTOS DERIVATIVOS CONSOLIDADO

Operações passivas

30 de setembro de 2009

			Valor	Custo amortizado		Valor justo	
Objetivo de "hedge" de risco de mercado	Indexadores	Vencimento	referencial 2009	jun/09	set/09	jun/09	set/09
"Swap" BID							
Banco Société Générale		Ago/09 a Mai/12	87.719	(43.342)	(46.625)	(42.941)	(48.554)
Ponta ativa	USD + 0%			77.673	64.874	74.001	62.395
Ponta passiva	IGPM + 4,78%			121.015	111.499	116.942	110.950
Banco Itaú BBA S.A.		Ago/09 a Mai/15	165.300	(81.353)	(87.799)	(82.027)	(92.545)
Ponta ativa	USD + 0%			146.370	124.064	136.790	117.195
Ponta passiva	IGPM + 5,36%			227.723	211.863	218.817	209.740
Unibanco S.A.		Ago/09 a Mai/15	77.140	(37.158)	(42.051)	(40.221)	(45.745)
Ponta ativa	USD + 0%			68.205	60.267	58.874	53.976
Ponta passiva	IGPM + 4,60%			105.363	102.318	99.095	99.720
J. P. Morgan S.A.		Ago/09 a Mai/15	66.120	(31.531)	(35.483)	(33.928)	(38.649)
Ponta ativa	USD + 0%			58.461	52.084	50.462	46.264
Ponta passiva	IGPM + 4,60%			89.992	87.567	84.390	84.913
Total BID				(193.384)	(211.958)	(199.117)	(225.493)
"Swap" NOTES UNITS							
Unibanco S.A.		Fev/10 a Fev/12	106.760	(57.230)	(66.587)	(59.638)	(72.268)
Ponta ativa	USD + 0%			97.434	88.905	92.560	85.495
Ponta passiva	IGPM + 5,70%			154.664	155.492	152.198	157.763
Merril Lynch		Fev/10 a Fev/12	106.904	(50.210)	(59.104)	(49.412)	(61.658)
Ponta ativa	USD + 0%			97.434	88.905	92.560	85.495
Ponta passiva	IGPM + 4,20%			147.644	148.009	141.972	147.153
Total NOTES				(107.440)	(125.691)	(109.050)	(133.926)
"Swap" CAPITAL DE GIRO							
Banco Safra S.A.		Jan/09 a Fev/10	35.262	5.036	2.205	5.238	2.155
Ponta ativa	IENE + 5,20%			47.080	29.129	47.586	29.199
Ponta passiva	CDI + 2,0138%			42.044	26.924	42.348	27.044
"Swap" Juros Bônus Perpétuos							
Citibank		Mar/09 a Jun/09	-	-	-	-	-
Ponta ativa	USD + 0%			-	-	-	-
Ponta passiva	73,50% do CDI			-	-	-	-
Total Cap. Giro e Bônus Perpétuos				5.036	2.205	5.238	2.155
TOTAL GERAL				(295.788)	(335.444)	(302.929)	(357.264)

(b) Resultado apurado no período, registrado na rubrica outras receitas e despesas financeiras:

O reconhecimento do resultado líquido não realizado nas operações com instrumentos derivativos é registrado pelo regime de competência, que pode ser diferente da mensuração do valor justo. As diferenças apuradas na mensuração do valor justo desses instrumentos também estão sendo contabilizados no resultado do período.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Unit Notes

Em 30 de setembro de 2009, as Controladas CEMAT e CELPA mantinham instrumentos de troca de resultados financeiros - "SWAP" com as referidas instituições financeiras, para fazer face às oscilações que possam ocorrer na moeda nacional com relação ao dólar Norte-Americano no montante de US\$ 100.000, (R\$ 233.700) valor original, correspondente a captação de recursos através de "Notes Units".

O resultado reconhecido líquido dessas operações acumulam perdas, de fevereiro de 2006 a setembro de 2009, no montante de R\$ 125.691, sendo R\$ 59.104 junto ao Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A., que optou pelo IGPM mais 4,20% a.a. e R\$ 66.587 com o Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A. que optou pelo IGPM mais 5,70% a.a., com vencimentos em 12/2/2010, 11/2/2011 e 13/2/2012 respectivamente.

BID

Em 25 de julho de 2006, a CEMAT tomou empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$ 89.500 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$ 114.500. Do total liberado, US\$ 50.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$ 39.500 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total nove anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais seis para amortização do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais três anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A é de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a.. O principal da operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial (Swap) a taxas que variam entre IGPM acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,39% a.a.

O resultado reconhecido líquido dessas operações acumulam perdas, de julho/2006 a setembro de 2009, no montante de R\$ 93.935, sendo R\$ 18.572 com o Banco Société Générale que optou pela taxa de IGPM mais 4,77% a 4,79%, R\$ 35.076 com o Banco Itaú que optou pela taxa de IGPM mais 4,23% a 5,39%, R\$ 35.483 com o Banco J.P.Morgan que optou pela taxa de IGPM mais 4,49% a.a. e R\$ 4.804 com o Unibanco que optou pela taxa de IGPM mais 4,60%.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Em 25 de julho de 2006, a CELPA toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberado US\$ 100.000 como parte dos recursos dos empréstimos aprovados de um total de US\$ 135.000. Do total liberado, US\$ 40.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte A) e US\$ 60.000 são provenientes de um sindicato de bancos (*club deal*) composto pelo Banco Société G  n  ral   e Banco Itaú Europa. A parte A do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais seis para amortiza  o do principal. A parte B terá o prazo total de seis anos para liquida  o, sendo três anos de carência e mais três anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte A    de Libor acrescida de *spread* de 4,25% a.a. e a parte B de Libor acrescida de *spread* de 3,875% a.a.. O principal da opera  o foi protegido contra as oscila  es da varia  o cambial (Swap) a taxas que variam entre IGPM acrescido de *spread* de 4,23% a.a. a 5,50% a.a..

O resultado reconhecido líquido dessas opera  es acumulam perdas, de julho de 2006 a setembro de 2009, no montante de R\$ 118.023, sendo R\$ 28.053 com o Banco Société G  n  ral   que optou pela taxa de IGPM mais 4,77% a 4,79%, R\$ 52.723 com o Banco Itaú que optou pela taxa de IGPM mais 4,23% a 5,39% e R\$ 37.247 com o Unibanco que optou pela taxa de IGPM mais 4,60%.

Capital de Giro

As Controladas CEMAT e CELPA possuem ainda instrumentos de troca de resultados financeiros- "SWAP" junto ao Banco Safra S/A, para fazer face às oscila  es que possam ocorrer na moeda nacional em rela  o ao iene no montante de JPY 4.922.470 (R\$ 80.000 valor original), o resultado líquido das opera  es em 30 de setembro de 2009, acumulam ganhos no montante de R\$ 2.204 junto ao banco, que optou por iene mais 5,20% a.a. contra CDI mais 2,0107% a 2,0425% a.a. da empresa, com prazo final em 25/2/2010.

Bônus Perpétuos

Os Bônus Perpétuos estão expostos a varia  o cambial e a atualiza  o pela taxa pré- fixada de 11,125% (pagos trimestralmente), conforme comentado na nota explicativa 22, esses Bônus não possuem vencimento, sendo que sua liquida  o poderá ocorrer a partir de abril de 2012 por op  o da Companhia.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos

A Companhia e suas Controladas possuem apenas operações de Swap, não possuindo outros instrumentos derivativos. Para a apuração do valor justo foi estimado seu valor presente utilizando-se de uma metodologia comumente empregada pelos participantes do mercado. A metodologia utilizada para o cálculo do valor justo baseia-se na estimativa do valor presente dos pagamentos por meio da utilização de curvas de mercado divulgadas pela BM&F.

Exposição Cambial sem Contratação de Instrumentos Financeiros Derivativos

Tesouro Nacional

Corresponde a reestruturação da dívida externa de suas Controladas (ver nota explicativa nº. 22), atualizados de acordo com a variação das taxas Libor, Taxa Pré-fixada e variação do dólar, com amortização mensal e vencimento em abril de 2024.

Os administradores da Companhia e de suas Controladas não contrataram instrumentos financeiros derivativos por possuírem investimentos em Bônus de Descontos e Bônus ao Par (Bônus emitidos pela União) que estão expostos a variação do dólar, possuem vencimentos idênticos ao valor da dívida e serão utilizados para quitar a dívida. Os referidos estão contabilizados no ativo não circulante, na rubrica cauções e depósitos vinculados.

Teste de Sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº. 475/2008, é apresentado a seguir, o quadro da análise de sensibilidade de todas as posições com derivativos abertas em 30 de setembro de 2009, no caso da Companhia e suas Controladas, somente contratos de Swap. Os Swap's das Companhias celebram uma troca de fluxos de caixa, onde elas se comprometem a pagar a variação do IGP-M ou a taxa CDI, recebendo a variação do dólar ou iene.

Como estas operações visam proteger dívidas vinculadas a moeda estrangeira, a ponta cambial não apresenta riscos significativos, pois eventuais alterações serão compensadas pela dívida subjacente. Logo, a variável que pode gerar prejuízos e que será sensibilizada é o IGP-M ou CDI, embora a liquidação, quando ocorrer, será pela diferença entre as pontas.

A Companhia e suas Controladas definiram 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

06.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

No provável é utilizada as condições consideradas como prováveis pela Administração, estas foram definidas com base nas taxas divulgadas pela BM&F para cada vencimento, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis.

Consolidado:

<u>Consolidado:</u>		30 de setembro de 2009		
Objetivo de “hedge” de risco de mercado	Risco	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
“Swap” BID				
Banco Société Générale	USD + 0% vs IGPM + 4,78%	(17.346)	(19.801)	(22.256)
Banco Itaú BBA S.A.	USD + 0% vs IGPM + 5,36%	(44.802)	(51.214)	(57.625)
Unibanco S.A.	USD + 0% vs IGPM + 4,60%	(44.561)	(51.038)	(57.515)
J.P. Morgan	USD + 0% vs IGPM + 4,49%	(37.911)	(43.421)	(48.931)
Total BID		(144.620)	(165.474)	(186.327)
“Swap” NOTES UNITS				
Unibanco S.A.	USD + 0% vs IGPM + 5,70%	(23.021)	(26.268)	(29.514)
Merril Lynch	USD + 0% vs IGPM + 4,20%	(24.879)	(28.387)	(31.895)
Total NOTES		(47.900)	(54.655)	(61.410)
“Swap” CAPITAL DE GIRO				
Banco Safra S.A.	IENE + 5.2% vs CDI + 2.0138%	(543)	(674)	(803)
Total Capital Giro		(543)	(674)	(803)
TOTAL GERAL		(193.063)	(220.802)	(248.540)

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

07.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

Nos termos da Resolução Autorizativa nº. 309, de 5 de setembro de 2005, a ANEEL anuiu com versão do patrimônio, transferência das concessões e a alienação de investimentos, para fins de segregação de atividades e reestruturação societária da Companhia. Em função da desverticalização das atividades, a companhia passou a condição de empresa Holding. Em vista deste fato estamos apresentando apenas o Comentário do Desempenho Consolidado no quadro 08.01.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

08.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 30/09/2009	4 - 30/06/2009
1	Ativo Total	11.497.726	11.383.603
1.01	Ativo Circulante	2.457.000	2.242.858
1.01.01	Disponibilidades	384.421	236.981
1.01.01.01	Numerário disponível	166.981	112.583
1.01.01.02	Aplicações no mercado aberto	217.440	124.398
1.01.02	Créditos	1.551.152	1.470.741
1.01.02.01	Clientes	1.300.030	1.215.812
1.01.02.01.01	Consumidores e revendedores	1.407.490	1.331.553
1.01.02.01.02	(-) Provisão p/créd.de liq.duvidosa	(107.460)	(115.741)
1.01.02.02	Créditos Diversos	251.122	254.929
1.01.02.02.01	Impostos e contrib. sociais a compensar	208.991	213.164
1.01.02.02.02	Impostos e contrib. sociais diferidos	3.015	3.127
1.01.02.02.03	Títulos a receber	39.116	38.638
1.01.03	Estoques	35.028	30.478
1.01.04	Outros	486.399	504.658
1.01.04.01	Serviços em curso	102.356	98.338
1.01.04.02	Redução de receita baixa renda	28.199	37.805
1.01.04.03	Aquisição de combustível - conta CCC	59.996	51.959
1.01.04.04	Ativos regulatórios	168.828	170.060
1.01.04.05	Sub-rogação da CCC	45.970	65.711
1.01.04.06	Outros	81.050	80.785
1.02	Ativo Não Circulante	9.040.726	9.140.745
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	3.016.173	2.655.831
1.02.01.01	Créditos Diversos	1.535.028	1.699.480
1.02.01.01.01	Consumidores	340.945	339.443
1.02.01.01.02	(-) Provisão p/créd. liqu. duvidosa	(4.539)	(4.539)
1.02.01.01.03	Cauções e depósitos vinculados	46.696	51.332
1.02.01.01.04	Depósitos judiciais	137.172	133.571
1.02.01.01.05	Impostos e contrib.sociais a compensar	213.723	188.823
1.02.01.01.06	Impostos e contrib.sociais diferidos	801.031	990.850
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	376.381	337.873
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	376.381	337.873
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0
1.02.01.03	Outros	1.104.764	618.478
1.02.01.03.01	Ativos regulatórios	217.764	190.318
1.02.01.03.02	Sub-rogação da CCC	688.160	214.543
1.02.01.03.03	Títulos a receber	177.714	195.243
1.02.01.03.04	Diversos	21.126	18.374
1.02.02	Ativo Permanente	6.024.553	6.484.914
1.02.02.01	Investimentos	(171.986)	(175.277)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

08.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -30/09/2009	4 -30/06/2009
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	(203.082)	(203.082)
1.02.02.01.03	Outros Investimentos	31.096	27.805
1.02.02.02	Imobilizado	5.681.710	6.151.608
1.02.02.03	Intangível	513.674	507.247
1.02.02.04	Diferido	1.155	1.336

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

08.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 30/09/2009	4 - 30/06/2009
2	Passivo Total	11.497.726	11.383.603
2.01	Passivo Circulante	3.145.743	3.043.508
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.388.022	1.252.891
2.01.02	Debêntures	0	0
2.01.03	Fornecedores	574.450	592.305
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	549.551	571.744
2.01.04.01	Impostos, contr. sociais e parcelamento	501.225	534.897
2.01.04.02	Impostos e contrib. sociais diferidos	48.326	36.847
2.01.05	Dividendos a Pagar	87.614	100.944
2.01.06	Provisões	129.007	83.545
2.01.06.01	Obrigações estimadas	129.007	83.545
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0
2.01.08	Outros	417.099	442.079
2.01.08.01	Folha de pagamento	7.085	8.067
2.01.08.02	Participações nos lucros	4.924	2.633
2.01.08.03	Taxas regulamentares	43.639	51.885
2.01.08.04	Obrigações progr. eficiência energética	74.345	77.165
2.01.08.05	Indenização trabalhista-plano bresser	59.439	74.897
2.01.08.06	Passivos regulatórios	122.333	117.765
2.01.08.07	Benefícios pós-emprego	11.345	11.151
2.01.08.08	Outros	93.989	98.516
2.02	Passivo Não Circulante	5.767.332	5.911.470
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	5.767.332	5.911.470
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	3.392.789	3.172.656
2.02.01.02	Debêntures	0	0
2.02.01.03	Provisões	91.217	114.221
2.02.01.03.01	Provisão para passivos contingentes	91.217	114.221
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	218.909	214.977
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0
2.02.01.06	Outros	2.064.417	2.409.616
2.02.01.06.01	Fornecedores	2.902	4.737
2.02.01.06.02	Impostos, contrib. sociais e parcelamento	508.309	815.051
2.02.01.06.03	Impostos e contrib. sociais diferidos	115.640	187.984
2.02.01.06.04	Obrigações progr. eficiência energética	80.457	64.503
2.02.01.06.05	Plano de aposentadoria e pensão	16.876	16.876
2.02.01.06.06	Indenização trabalhista - plano bresser	140.283	143.488
2.02.01.06.07	Subvenção ICMS - CCC	100.925	100.925
2.02.01.06.08	Encargos trib.s/reserva de reavaliação	478.623	500.941
2.02.01.06.09	Passivos regulatórios	126.566	126.659
2.02.01.06.10	Benefícios pós-emprego	22.033	23.948
2.02.01.06.11	Outros	471.803	424.504

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

08.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 30/09/2009	4 - 30/06/2009
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0
2.04	Part. de Acionistas Não Controladores	1.505.927	1.389.433
2.05	Patrimônio Líquido	1.078.724	1.039.192
2.05.01	Capital Social Realizado	714.552	714.552
2.05.02	Reservas de Capital	4.458	4.458
2.05.03	Reservas de Reavaliação	493.139	505.663
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	493.139	505.663
2.05.04	Reservas de Lucro	0	0
2.05.04.01	Legal	0	0
2.05.04.02	Estatutária	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0
2.05.05	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0
2.05.05.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0
2.05.05.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0
2.05.05.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0
2.05.06	Lucros/Prejuízos Acumulados	(133.425)	(185.481)
2.05.07	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

09.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/07/2009 a 30/09/2009	4 - 01/01/2009 a 30/09/2009	5 - 01/07/2008 a 30/09/2008	6 - 01/01/2008 a 30/09/2008
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	1.979.120	5.605.929	1.550.503	4.166.105
3.02	Deduções da Receita Bruta	(655.273)	(1.854.489)	(546.513)	(1.460.077)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	1.323.847	3.751.440	1.003.990	2.706.028
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(979.599)	(2.813.890)	(721.142)	(1.951.363)
3.05	Resultado Bruto	344.248	937.550	282.848	754.665
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(178.691)	(868.365)	(504.001)	(856.710)
3.06.01	Com Vendas	(29.315)	(124.428)	(44.431)	(115.906)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(85.882)	(253.612)	(60.891)	(183.795)
3.06.03	Financeiras	(73.118)	(488.523)	(386.276)	(520.802)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	459.918	1.101.084	79.813	220.620
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(533.036)	(1.589.607)	(466.089)	(741.422)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	9.624	(1.802)	(7.484)	(19.796)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	(4.919)	(16.411)
3.07	Resultado Operacional	165.557	69.185	(221.153)	(102.045)
3.08	Resultado Não Operacional	(18.359)	(29.473)	(27.160)	(30.889)
3.08.01	Receitas	4.066	18.310	3.452	10.683
3.08.02	Despesas	(22.425)	(47.783)	(30.612)	(41.572)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	147.198	39.712	(248.313)	(132.934)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(37.244)	(91.568)	(10.945)	(104.491)
3.11	IR Diferido	48.729	125.600	17.127	65.461
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	(2.677)	(5.074)	(1.272)	(5.859)
3.12.01	Participações	(2.677)	(5.074)	(1.272)	(5.859)
3.12.01.01	Participação de administradores	(2.677)	(5.074)	(1.272)	(5.859)
3.12.02	Contribuições	0	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0
3.14	Part. de Acionistas Não Controladores	(116.476)	(124.292)	(5.490)	(46.371)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

09.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/07/2009 a 30/09/2009	4 - 01/01/2009 a 30/09/2009	5 - 01/07/2008 a 30/09/2008	6 - 01/01/2008 a 30/09/2008
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	39.530	(55.622)	(248.893)	(224.194)
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	322.075	322.075	304.809	304.809
	LUCRO POR AÇÃO (Reais)	0,12274			
	PREJUÍZO POR AÇÃO (Reais)		(0,17270)	(0,81655)	(0,73552)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

10.01 - DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO - METODO INDIRETO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/07/2009 a 30/09/2009	4 - 01/01/2009 a 30/09/2009	5 - 01/07/2008 a 30/09/2008	6 - 01/01/2008 a 30/09/2008
4.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	40.822		259.494	122.757
4.01.01	Caixa Gerado nas Operações	124.472		677.029	193.100
4.01.01.01	Lucro (Prejuízo) do período	39.530		(55.622)	(248.893)
4.01.01.02	Provisão p/crédito Lq. Dividosa	(8.281)		(4.017)	4.602
4.01.01.03	Depreciação e Amortização	101.173		295.833	83.467
4.01.01.04	Enc. divida,juros.v.mon. camb.-liquida	44.200		114.064	390.104
4.01.01.05	Resultado de participações societárias	(23.011)		(17.922)	3.684
4.01.01.06	Baixa do imobilizado	6.801		18.270	6.766
4.01.01.07	Tributos s/real reserva reavaliação	(22.318)		(59.829)	(12.706)
4.01.01.08	Ativo/(passivo) regulatório	(47.804)		(134.668)	(26.554)
4.01.01.09	Parcelamento de acordo judicial	0		60.000	0
4.01.01.10	Créditos tributários diferidos	(68.020)		7.984	(21.469)
4.01.01.11	Redução encargos - parcelam. lei 11.941	(248.503)		(248.503)	0
4.01.01.12	Marcação a Mercado - Bônus Perpétuo	221.887		540.214	0
4.01.01.13	Participação minoritários no resultado	116.476		124.292	5.489
4.01.01.14	outras	12.342		36.933	8.610
4.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	(83.650)		(417.535)	(70.343)
4.01.02.01	Consumidores, conc. permissionários	(66.063)		(124.617)	(98.589)
4.01.02.02	Estoques	(2.560)		13.242	(5.506)
4.01.02.03	Serviços em curso	(11.727)		(18.617)	(25.197)
4.01.02.04	Rendas a receber	(6.346)		(3.173)	(29.247)
4.01.02.05	Cauções e depósitos vinc. litígios	(3.515)		(10.004)	(6.630)
4.01.02.06	Despesas antec. e ativos regulatórios	35.930		92.492	(24.110)
4.01.02.07	Créditos compensáveis recolh. futuros	(143.589)		(146.522)	64.272
4.01.02.08	Outros créditos	28.616		(4.562)	24.229
4.01.02.09	Serv.Prest.,Tit. Vls.Mobil.Dev.Diversos	31.329		48.961	52.601
4.01.02.10	Fornecedores	(19.676)		21.685	66.434

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

10.01 - DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO - METODO INDIRETO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/07/2009 a 30/09/2009	4 - 01/01/2009 a 30/09/2009	5 - 01/07/2008 a 30/09/2008	6 - 30/09/2008 a 30/09/2008
4.01.02.11	Pago enc.s/prest.financ.debêntures		(135.758)	(413.627)	(103.395)
4.01.02.12	Consumidores		1.383	12.188	249
4.01.02.13	Folha pagamento prov. trabalhistas		(399)	(2.556)	(371)
4.01.02.14	Impostos cont.sociais e parcelamentos		105.805	149.428	(125.519)
4.01.02.15	Outros credores		(45.351)	(84.272)	9.313
4.01.02.16	Obrigações estimadas		38.155	73.434	27.181
4.01.02.17	Passivos regulatórios		(5.882)	(37.536)	24.629
4.01.02.18	Entidades prev.priv.e outras obrigações		115.998	16.521	28.841
4.01.02.19	Acervo líquido permutas de investimentos		0	0	46.820
4.01.03	Outros		0	0	0
4.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento		(160.421)	(528.947)	(299.156)
4.02.01	Alienação de bens e direitos		56	1.741	35.876
4.02.02	Aquisição de investimentos		0	0	(20.211)
4.02.03	Aquisição de bens para o imobilizado		(160.477)	(530.688)	(314.821)
4.03	Caixa Líquido Atividades Financeiras		267.039	257.923	211.064
4.03.01	Empr. com partes relacionadas-líquido		(31.095)	(46.539)	(11.876)
4.03.02	Novos empréstimos e financiamentos		656.484	1.491.862	450.396
4.03.03	Pagamentos de empréstimos - principal		(357.741)	(1.175.009)	(227.456)
4.03.04	Pago/recebimento de dividendos e JCP		(609)	(12.391)	0
4.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes		0	0	0
4.05	Aumento(Redução) de Caixa e Equivalentes		147.440	(11.530)	34.665
4.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes		236.981	395.951	550.907
4.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes		384.421	384.421	585.572

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

12.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando outro indicado)

1. RESULTADO DO SERVIÇO

	Trimestre findo em:			No período findo em:	
	30/9/2009	30/9/2008	Variação	30/9/2009	30/9/2008
	R\$	R\$	%	R\$	R\$
Receita operacional	1.979.120	1.550.503	27,64	5.605.929	4.166.105
Fornecimento de energia elétrica	1.898.351	1.473.662	28,82	5.347.972	3.968.668
Suprimento de energia elétrica	61.473	57.339	7,21	199.536	142.108
Outras receitas	19.296	19.502	(1,06)	58.421	55.329
Deduções da receita operacional	(655.273)	(546.513)	19,90	(1.854.489)	(1.460.077)
ICMS	(373.224)	(308.979)	20,79	(1.054.117)	(830.099)
PIS	(32.436)	(28.084)	15,50	(92.352)	(76.505)
COFINS	(149.488)	(127.762)	17,01	(425.921)	(346.430)
Quota reserva global de reversão	(15.763)	(12.924)	21,97	(48.435)	(34.320)
Outros	(84.362)	(68.764)	22,68	(233.664)	(172.723)
Receita líquida dos serviços vendidos	1.323.847	1.003.990	31,86	3.751.440	2.706.028
Custos do serviço de energia elétrica	(748.229)	(501.917)	49,07	(2.084.450)	(1.329.482)
Energia elétrica comprada para revenda	(631.263)	(439.931)	43,49	(1.794.646)	(1.163.395)
Encargos de uso do sistema de transmissão/distribuição	(116.966)	(61.986)	88,70	(289.804)	(166.087)
Custos dos serviços vendidos	(231.370)	(219.225)	5,54	(729.440)	(621.881)
Pessoal	(52.037)	(43.080)	20,79	(165.134)	(126.322)
Material	(7.959)	(9.804)	(18,82)	(27.609)	(24.699)
Materia prima e insumos p/ produção energia elétrica	(54.572)	(81.127)	(32,73)	(153.627)	(203.903)
Serviços de terceiros	(76.876)	(77.623)	(0,96)	(240.751)	(203.240)
Depreciação e amortização	(83.575)	(77.983)	7,17	(261.035)	(238.608)
Aluguéis e arrendamentos	(1.783)	(3.014)	(40,84)	(5.282)	(9.874)
Custo do serviço prestado a terceiros	(1.103)	(629)	75,36	(1.886)	(2.294)
Subvenções CCC	57.148	78.463	(27,17)	157.086	211.025
Outros	(10.613)	(4.428)	139,68	(31.202)	(23.966)
Lucro operacional bruto	344.248	282.848	21,71	937.550	754.665

A receita líquida dos serviços vendidos atingiu no 3º. trimestre de 2009 o montante de R\$ 1.323.847, apresentando um crescimento de 31,86% em relação ao mesmo trimestre do exercício anterior, devido basicamente aos seguintes fatos:

- Aumento de 4,11% na quantidade de energia elétrica vendida (5.278.832 MWh no terceiro trimestre de 2009, contra 5.070.380 MWh no mesmo período de 2008).
- As revisões tarifárias concedidas pela ANEEL a partir de outubro de 2008 às controladas distribuidoras, cujos aumentos médios variaram de 2,15% a 23,47%.
- Deduções da receita operacional - Apresentou acréscimo de 19,90% na comparação entre os trimestres devido ao aumento da base de cálculo destes tributos e encargos, mencionado nos itens a e b anteriores.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

12.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

- II) Os custos do serviço de energia elétrica apresentaram no terceiro trimestre de 2009 um aumento de 49,07% em relação ao mesmo período do exercício anterior, motivado pelos seguintes fatos:
- a) Aquisição de maior quantidade de energia elétrica para atender o aumento do consumo.
 - b) Inserção da controlada Enersul na consolidação do trimestre atual, que acrescentou a esta rubrica o montante de R\$ 126.063.
 - c) Reajustes tarifários a partir de Outubro de 2008 na energia elétrica adquirida pelas controladas distribuidoras.
- III) Os custos de operação atingiram o montante de R\$ 231.370 no trimestre contra R\$ 219.225 no mesmo período do ano anterior. O aumento de 5,54% em relação ao período anterior teve como motivo a combinação dos seguintes fatos:
- a) Despesa com Pessoal: Apresentou um aumento de 20,79% na comparação entre os trimestres, devido basicamente a dois fatos: 1) Aos reajustes salariais concedidos pelas empresas controladas aos empregados a partir de outubro de 2008; 2) A inserção da controlada Enersul na consolidação do trimestre atual, que acrescentou a esta rubrica o montante de R\$ 10.710.
 - b) Matéria prima e insumos para produção de energia elétrica: Registrou um decréscimo de 32,73%, em função da redução no consumo de óleo diesel na controlada CEMAT. Esta redução deve-se à desativação de Termelétricas em algumas localidades que passaram a ser atendidas pela energia hidrelétrica interligada na rede de subtransmissão.
 - c) Depreciação e Amortização: aumentou em 7,17% devido basicamente a inserção da controlada Enersul na consolidação do trimestre atual, que acrescentou a esta rubrica o montante de R\$ 13.484.
 - d) Subvenção CCC: apresentou decréscimo de 27,17% devido à desativação de Termelétricas em algumas localidades atendidas pela controlada Cemat, que passaram a receber a energia hidrelétrica interligada na rede de subtransmissão.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

12.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

2. RECEITA OPERACIONAL

Classe de consumidor	No trimestre findo em					
	(*) Consumidores		(*) MWh		(R\$)	
	30/09/2009	30/09/2008	30/09/2009	30/09/2008	30/09/2009	30/09/2008
Residencial	3.592.968	3.423.161	1.437.834	1.363.508	656.865	522.777
Industrial	37.617	34.443	1.061.754	1.080.011	361.163	310.870
comercial	348.842	340.698	947.444	826.129	423.918	348.405
Rural	405.914	348.403	414.963	357.244	110.213	81.616
Poder Público	43.526	41.004	257.119	226.378	110.911	88.624
Iluminação Pública	3.331	2.948	229.788	192.857	50.555	38.743
Serviço público	4.921	4.721	161.652	148.958	48.362	40.064
Consumo Próprio	1.047	1.031	12.906	12.232	-	-
Fornecimento não faturado					6.259	(8.660)
Receita do uso da rede elétrica					43.105	25.663
Recomposição tarifária extraordinária					(3.855)	1.362
Redução da receita baixa renda					29.082	19.316
Fornec. não faturado Repos. Tarifária					70.550	8.845
Provisão redução da tarifa - Irrigação					797	(620)
Fornecimento não faturado - Luz para Todos					(9.574)	(3.591)
Subtotal	4.438.166	4.196.409	4.523.461	4.207.317	1.898.351	1.473.414
Suprimento	-	-	768.277	863.063	61.473	57.587
(+) Outras receita					19.296	19.502
Total	4.438.166	4.196.409	5.291.738	5.070.380	1.979.120	1.550.503

(*) informações não auditadas

Classe de consumidor	No período findo em					
	(*) Consumidores		(*) MWh		(R\$)	
	30/09/2009	30/09/2008	30/09/2009	30/09/2008	30/09/2009	30/09/2008
Residencial	3.592.968	3.423.161	4.686.052	3.764.940	1.926.199	1.421.311
Industrial	37.617	34.443	2.977.000	2.862.533	971.640	834.897
comercial	348.842	340.698	2.836.137	2.261.192	1.246.364	941.610
Rural	405.914	348.403	1.111.549	809.416	291.641	193.269
Poder Público	43.526	41.004	757.099	604.595	321.507	233.153
Iluminação Pública	3.331	2.948	676.991	546.288	146.585	108.841
Serviço público	4.921	4.721	482.812	413.720	136.556	110.084
Consumo Próprio	1.047	1.031	39.040	34.025	-	-
Fornecimento não faturado					(11.557)	(9.224)
Receita do uso da rede elétrica					121.166	69.390
Recomposição tarifária extraordinária					(3.855)	1.362
Redução da receita baixa renda					85.188	58.804
Fornec. não faturado Repos. Tarifária					129.922	616
Provisão redução da tarifa - Irrigação					(2.640)	(1.304)
Fornecimento não faturado - Luz para Todos					(10.744)	5.859
Subtotal	4.438.166	4.196.409	13.566.680	11.296.709	5.347.972	3.968.668
Suprimento	-	-	2.051.900	1.312.286	199.536	142.108
(+) Outras receita					58.421	55.329
Total	4.438.166	4.196.409	15.618.580	12.608.995	5.605.929	4.166.105

(*) informações não auditadas

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

12.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

Mercado consumidor de energia elétrica

- a) No 3º. trimestre de 2009 o fornecimento de energia elétrica foi de 4.510.554 (descontado o consumo próprio) MWh. Esse volume correspondeu a um acréscimo de 7,52% em relação ao mesmo período do ano anterior, motivado principalmente pelo aumento de 5,76% na quantidade de consumidores.
- b) O número de consumidores atingiu o nível de 4.437.119 enquanto que no mesmo período do exercício anterior foi de 4.195.378, gerando uma variação positiva de 5,76%, proveniente basicamente da expansão da rede elétrica, motivada pelos programas Universalização e Luz para Todos nas controladas Celpe e Cemat que levou energia elétrica a novos consumidores impactando as classes residencial e rural.
- c) A tarifa média de fornecimento de energia no 3º. trimestre de 2009, teve o valor de R\$ 420,87/MWh, contra R\$ 351,28/MWh no mesmo período do ano anterior.

3. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	Trimestre findo em:			No período findo em:	
	30/9/2009	30/9/2008	Variação	30/9/2009	30/9/2008
	R\$	R\$	%	R\$	R\$
Receitas financeiras					
Rendas de aplicações financeiras	5.624	15.783	(64,37)	14.889	37.864
Juros ativos	28.916	25.340	14,11	91.674	104.781
Variações monetárias	161.998	9.909	1.534,86	551.124	45.373
Acréscimos moratórios	22.102	17.116	29,13	58.327	(6.656)
Outras receitas financeiras	241.278	11.665	1.968,39	385.070	39.258
	459.918	79.813	476,24	1.101.084	220.620
Despesas financeiras					
Encargos de dívida	(128.460)	(116.570)	10,20	(428.926)	(315.385)
Variações monetárias	(15.318)	(350.931)	(95,64)	(41.980)	(225.584)
Juros e multas	(94.424)	(37.452)	152,12	(193.507)	(107.056)
Outras despesas financeiras	(294.834)	38.864	(858,63)	(925.194)	(93.397)
	(533.036)	(466.089)	14,36	(1.589.607)	(741.422)
Resultado financeiro	(73.118)	(386.276)	(81,07)	(488.523)	(520.802)

O resultado financeiro negativo, registrado no 3º. trimestre de 2009 apresentou uma redução de R\$ 313.158 em relação ao mesmo período de 2008, motivado pela combinação dos seguintes fatos:

00319-0 REDE ENERGIA S.A.

61.584.140/0001-49

12.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

- I) As receitas financeiras do 3º trimestre de 2009 (R\$ 459.918) apresentaram um acréscimo de 476,24% em relação a igual período de 2008 (R\$ 79.813), devido principalmente a:
- 1) Variações Monetárias: O aumento significativo nesta rubrica deve se substancialmente a valorização cambial da moeda nacional, frente ao dólar americano, que corrige a maior parte dos empréstimos contratados em moeda estrangeira, cuja variação no 3º trimestre de 2008 foi positiva em 20,25%, e no mesmo período de 2009, negativa em 8,89%. Esta variação cambial negativa, gerou no trimestre em análise uma receita de R\$ 179.493, com destaque especial para a atualização do saldo dos Bônus Perpétuo da Companhia, que gerou um resultado positivo de R\$ 86.159.
 - 2) Outras Receitas Financeiras: O expressivo aumento registrado nesta rubrica tem como origem a redução de encargos financeiros devido ao parcelamento aprovado pela lei 11.941/09 que gerou receita no montante de R\$ 248.502, entre a companhia e suas controladas.
- II) As despesas financeiras do terceiro trimestre de 2009 (R\$ 533.036) apresentaram um acréscimo de 14,36% em relação ao mesmo período de 2008 (R\$ 466.089) devido a combinação dos seguintes fatos:
- 1) Variações monetárias: Diminuiu em 95,64% devido a variação cambial negativa do dólar no trimestre atual em 8,89%, que corrige os empréstimos indexados nesta moeda, ter gerado receita financeira, enquanto que no mesmo período de 2008, a variação cambial foi positiva em 20,25%, gerando despesa financeira.
 - 2) Outras despesas financeiras: Apresentou aumento na comparação entre os trimestres devido principalmente a dois fatos: a) Ajuste de marcação a mercado dos Bônus Perpétuo da Companhia que gerou uma despesa de R\$ 221.887; e b) As despesas com Swap das controladas Celpa e Cemat que totalizaram R\$ 44.613 no trimestre em análise.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

12.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

4. EBITDA

	findo em:	
	30/09/2009	30/09/2008
Receita Operacional	5.605.929	4.166.105
Deduções da Receita Operacional	(1.854.489)	(1.460.077)
Receita Operacional Líquida	3.751.440	2.706.028
Custo de Bens e Serviços Vendidos	(2.813.890)	(1.951.362)
Despesas Operacionais	(379.842)	(319.497)
(-) Despesas com Vendas	(124.428)	(115.906)
(-) Despesas Gerais e Administrativas	(253.612)	(183.795)
(-) Outras Despesas Operacionais	(1.802)	(19.796)
Depreciação e Amortização	295.833	251.641
EBITDA	853.541	686.810

O EBITDA Consolidado passou de R\$ 686.810 mil no período de nove meses de 2008 para R\$ 853.541 mil no período atual, representando um crescimento de 24,28%. Este resultado foi impulsionado principalmente pelo aumento da receita operacional que foi alavancada pelos reajustes tarifários positivos concedidos pela ANEEL as controladas distribuidoras em 2009, contrapondo aos reajustes tarifários negativos que vigoraram no mesmo período de 2008.

5. INDICADORES ECONÔMICOS - FINANCEIROS

	No período findo em	
	30/9/2009	30/6/2009
1 - Liquidez corrente		
Ativo circulante / passivo circulante	0,78	0,74
2 - Liquidez geral		
(ativo circulante + realizável a longo prazo) / exigível total	0,95	0,55
3 - Endividamento		
Exigível total / ativo total	0,78	0,79
4 - Capitalização		
(Patrimônio líquido + participações minoritárias) / ativo total	0,22	0,09
5 - Valor patrimonial da ação - R\$ por lote de mil ações (*)	3.349,29	3.226,55

(*) Exclui recursos destinados a aumento de capital.

00319-0 REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49
---------------------------	--------------------

12.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

6. INDICADORES OPERACIONAIS (*)

	No período findo em	
	30/9/2009	30/6/2009
1 - Número de empregados	6.424	6.350
2 - Consumidores por empregado	691	688

(*) Informações não auditadas

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

09.01 - PARTICIPAÇÕES EM SOCIEDADES CONTROLADAS E/OU COLIGADAS

1 - ITEM	2 - RAZÃO SOCIAL DA CONTROLADA/COLIGADA	3 - CNPJ	4 - CLASSIFICAÇÃO	5 - % PARTICIPAÇÃO NO CAPITAL DA INVESTIDA	6 - % PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA INVESTIDORA
7 - TIPO DE EMPRESA		8 - NÚMERO DE AÇÕES DETIDAS NO TRIMESTRE ATUAL	9 - NÚMERO DE AÇÕES DETIDAS NO TRIMESTRE ANTERIOR		
		(Mil)		(Mil)	
01	CENTRAIS ELÉTR.MATOGROSSENSES S.A.-CEMAT EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	03.467.321/0001-99	ABERTA CONTROLADA	39,92	45,89
			47.443		47.443
02	CIA.ENERG.ELÉTR.DO ESTADO DO TO.-CEL.TINS EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	25.086.034/0001-71	FECHADA CONTROLADA	50,86	24,87
			192.632		192.632
03	QIMRA PARTICIPAÇÕES S.A. EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	02.139.940/0001-91	FECHADA CONTROLADA	100,00	54,93
			225.265		225.265
04	CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	04.895.728/0001-80	INVESTIDA DA CONTROLADA/COLIGADA	61,37	37,99
			6.452		6.452
05	EMP. ENERG. DE MATO GROSSO DO SUL S.A. EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	15.413.826/0001-50	ABERTA CONTROLADA	99,91	35,18
			29.851.214		29.851.214
06	EMP. DIST. ENERG. VALE PARANAPANEMA S.A. EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	07.297.359/0001-11	FECHADA CONTROLADA	100,00	11,83
			115.905		115.905

ANEXO H
Informações Anuais – IAN da Companhia

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 003190	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL REDE ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 61584140000149
4 - DENOMINAÇÃO COMERCIAL REDE ENERGIA S.A.		
5 - DENOMINAÇÃO SOCIAL ANTERIOR REDE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.		
6 - NIRE 35.300.029.780	7 - SITE www.gruporede.com.br	
8 - DATA DE CONSTITUIÇÃO DA CIA 02/01/1929	9 - DATA DE REGISTRO DA CIA NA CVM 16/10/1969	

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO Avenida Paulista, nº. 2.439 - 5º. Andar				2 - BAIRRO OU DISTRITO Cerqueira César	
3 - CEP 01311-936		4 - MUNICÍPIO São Paulo			5 - UF SP
6 - DDD 11	7 - TELEFONE 3066-2021	8 - TELEFONE -	9 - TELEFONE -	10 - TELEX	
11 - DDD 11	12 - FAX 3060-9562	13 - FAX -	14 - FAX -		
15 - E-MAIL carmem.pereira@redenergia.com					

01.03 - DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS

ATENDIMENTO NA EMPRESA

1 - NOME CARMEM CAMPOS PEREIRA COURA					
2 - CARGO DIR. PRESIDENTE ADM. FIN. E REL. INVEST.					
3 - ENDEREÇO COMPLETO AVENIDA PAULISTA, Nº 2.439 - 12º. andar				4 - BAIRRO OU DISTRITO CERQUEIRA CÉSAR	
5 - CEP 01311-936		6 - MUNICÍPIO SÃO PAULO			7 - UF SP
8 - DDD 011	9 - TELEFONE 3066-2021	10 - TELEFONE -	11 - TELEFONE -	12 - TELEX	
13 - DDD 011	14 - FAX 3060-9562	15 - FAX -	16 - FAX -		
17 - E-MAIL carmem.pereira@redenergia.com					

AGENTE EMISSOR / INSTITUIÇÃO FINANCEIRA DEPOSITÁRIA

18 - NOME BANCO BRASILEIRO DE DESCONTO S/A				
19 - CONTATO LUIZ CLÁUDIO				
20 - ENDEREÇO COMPLETO CIDADE DE DEUS			21 - BAIRRO OU DISTRITO Cidade de Deus	
22 - CEP 06029-900	23 - MUNICÍPIO OSASCO			24 - UF SP
25 - DDD 011	26 - TELEFONE 3684-4522	27 - TELEFONE 3684-9610	28 - TELEFONE 3684-2730	29 - TELEX
30 - DDD	31 - FAX -	32 - FAX -	33 - FAX -	
34 - E-MAIL 4010.acoes@bradesco.com.br				

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00319-0	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL REDE ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 61.584.140/0001-49
---------------------------	---	--------------------------------

OUTROS LOCAIS DE ATENDIMENTO A ACIONISTAS

35 - ITEM	36 - MUNICÍPIO	37 - UF	38 - DDD	39 - TELEFONE	40 - TELEFONE
01	SÃO PAULO	SP	11	3066-2000	-
02				-	-
03				-	-
04				-	-

01.04 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME CARMEM CAMPOS PEREIRA COURA					
2 - ENDEREÇO COMPLETO Avenida Paulista, nº. 2.439 - 12º. Andar				3 - BAIRRO OU DISTRITO Cerqueira César	
4 - CEP 01311-936		5 - MUNICÍPIO São Paulo			6 - UF SP
7 - DDD 11	8 - TELEFONE 3066-2021	9 - TELEFONE -	10 - TELEFONE -	11 - TELEX	
12 - DDD 11	13 - FAX 3060-9562	14 - FAX -	15 - FAX -		
16 - E-MAIL carmem.pereira@redenergia.com					
17 - DIRETOR BRASILEIRO SIM	18 - CPF 111.333.448-79	18 - PASSAPORTE			

01.05 - REFERÊNCIA / AUDITOR

1 - DATA DE INÍCIO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL 01/01/2008		2 - DATA DE TÉRMINO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL 31/12/2008	
3 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO 01/01/2009		4 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO 31/12/2009	
5 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR BDO TREVISAN AUDITORES INDEPENDENTES			6 - CÓDIGO CVM 00210-0
7 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO ORLANDO OCTÁVIO DE FREITAS JÚNIOR			8 - CPF DO RESP. TÉCNICO 084.911.368-78

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - BOLSA DE VALORES ONDE POSSUI REGISTRO					
<input type="checkbox"/> BVBAAL	<input type="checkbox"/> BVMESB	<input type="checkbox"/> BVPR	<input type="checkbox"/> BVRJ	<input type="checkbox"/> BVST	
<input type="checkbox"/> BVES	<input type="checkbox"/> BVPP	<input type="checkbox"/> BVRG	<input checked="" type="checkbox"/> BOVESPA		
2 - MERCADO DE NEGOCIAÇÃO Bolsa					
3 - TIPO DE SITUAÇÃO Operacional					
4 - CÓDIGO DE ATIVIDADE 3120 - Emp. Adm. Part. - Energia Elétrica					
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL HOLDING DO SETOR ELÉTRICO				6 - AÇÕES PREF. COM CLASSES NÃO	

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

01.07 - CONTROLE ACIONÁRIO / VALORES MOBILIÁRIOS

1 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO	
Nacional Holding	
2 - VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS PELA CIA.	
<input checked="" type="checkbox"/> Ações	<input type="checkbox"/> Certificado de Recebíveis Imobiliários (CRI)
<input type="checkbox"/> Debêntures Conversíveis em Ações	<input type="checkbox"/> Notas Promissórias (NP)
<input type="checkbox"/> Ações Resgatáveis	<input type="checkbox"/> BDR
<input type="checkbox"/> Partes Beneficiárias	<input type="checkbox"/> Outros DESCRIÇÃO
<input type="checkbox"/> Debêntures Simples	
<input type="checkbox"/> Bônus de Subscrição	
<input type="checkbox"/> Certificado de Investimento Coletivo (CIC)	

01.08 - PUBLICAÇÕES DE DOCUMENTOS

1 - AVISO AOS ACIONISTAS SOBRE DISPONIBILIDADE DAS DFs.	2 - ATA DA AGO QUE APROVOU AS DFs.
	26/05/2009
3 - CONVOCAÇÃO DA AGO PARA APROVAÇÃO DAS DFs.	4 - PUBLICAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
15/04/2009	30/03/2009

01.09 - JORNAIS ONDE A CIA. DIVULGA INFORMAÇÕES

1 - ITEM	2 - TÍTULO DO JORNAL	3 - UF
01	VALOR ECONÔMICO - ED. NACIONAL	BR
02	DIÁRIO OFICIAL DO ESTADO	SP

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
19/06/2009	

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

02.01.01 - COMPOSIÇÃO ATUAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA

1 - ITEM	2 - NOME DO ADMINISTRADOR	3 - CPF	4 - DATA DA ELEIÇÃO	5 - PRAZO DO MANDATO	6 - CÓDIGO TIPO DO ADMINISTRADOR *	7 - ELEITO P/ CONTROLADOR	8 - CARGO /FUNÇÃO	9 - FUNÇÃO
01	JORGE QUEIROZ DE MORAES JÚNIOR	005.352.658-91	07/04/2008	30/04/2010	2	SIM	20	Presidente do Conselho de Administração
02	ALBERTO JOSÉ RODRIGUES ALVES	029.912.508-44	07/04/2008	30/04/2010	2	SIM	22	Conselho de Administração (Eletivo)
03	ANTONIO DA CUNHA BRAGA	266.514.758-00	07/04/2008	30/04/2010	2	SIM	22	Conselho de Administração (Eletivo)
04	SEBASTIÃO BIMBATI	008.653.388-88	07/04/2008	30/04/2010	2	SIM	22	Conselho de Administração (Eletivo)
05	OMAR BITTAR	014.403.068-34	07/04/2008	30/04/2010	2	SIM	22	Conselho de Administração (Eletivo)
06	PLÁCIDO GONÇALVES MEIRELLES	008.482.718-15	07/04/2008	30/04/2010	2	SIM	22	Conselho de Administração (Eletivo)
07	MARTUS ANTONIO RODRIGUES TAVARES	072.185.323-49	07/04/2008	30/04/2010	2	NÃO	29	Conselheiro Independente
08	JOAQUIM DIAS DE CASTRO	909.933.140-15	07/04/2008	30/04/2010	2	NÃO	22	Conselho de Administração (Eletivo)
09	JOÃO CARLOS HOPP	201.275.708-10	07/04/2008	30/04/2010	2	NÃO	29	Conselheiro Independente
10	CARMEM CAMPOS PEREIRA COURA	111.333.448-79	26/05/2009	30/04/2011	1		19	Diretor Presidente Adm. e Fin. e Rel Invest
11	SIDNEY SIMONAGGIO	008.038.278-90	26/05/2009	30/04/2011	1		19	Diretor de Distribuição
12	JOSÉ EDUARDO CONSTANZO	312.667.548-49	26/05/2009	30/04/2011	1		19	Diretor de Produção e Transmissão
13	VALDIR JONAS WOLF	409.385.499-87	26/05/2009	30/04/2011	1		19	Diretor Vice-Presidente Executivo
14	ALEXEI MACORIN VIVAN	157.860.458-38	26/05/2009	30/04/2011	1		19	Diretor Gerente

* CÓDIGO: 1 - PERTENCE APENAS À DIRETORIA;
2 - PERTENCE APENAS AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO;
3 - PERTENCE À DIRETORIA E AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO.

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

02.01.02 - COMPOSIÇÃO ATUAL DO CONSELHO FISCAL

1 - CONSELHO FISCAL INSTALADO	2 - PERMANENTE
SIM	NÃO

3 - ITEM	4 - NOME DO CONSELHEIRO	5 - CPF	6 - DATA DA ELEIÇÃO	7 - PRAZO DO MANDATO	8 - CARGO / FUNÇÃO	9 - FUNÇÃO
01	CARLOS SOUZA BARROS DE CARVALHOSA	003.684.158-72	30/04/2009	30/04/2010	43	C.F.(EFETIVO)ELEITO P/CONTROLADOR
02	OSMAR JOSÉ VICCHIATTI	070.546.298-68	30/04/2009	30/04/2010	43	C.F.(EFETIVO)ELEITO P/CONTROLADOR
03	ANNIBAL RIBEIRO DO VALLE FILHO	165.529.386-91	30/04/2009	30/04/2010	43	C.F.(EFETIVO)ELEITO P/CONTROLADOR
04	FERNANDO QUARTIM BARBOSA DE FIGUEIREDO	010.320.708-20	30/04/2009	30/04/2010	43	C.F.(EFETIVO)ELEITO P/CONTROLADOR
05	RAFAEL COSTA STRAUCH	076.894.557-78	30/04/2009	30/04/2010	44	C.F.(EFETIVO)ELEITO P/PREFERENCIALISTAS
06	KLEBER CIMINI LAGE	002.516.401-59	30/04/2009	30/04/2010	46	C.F.(SUPLENTE)ELEITO P/CONTROLADOR
07	MARCOS DE JESUS COSTA	006.975.348-20	30/04/2009	30/04/2010	46	C.F.(SUPLENTE)ELEITO P/CONTROLADOR
08	OTMAR MÁRIO BRULL	013.562.408-87	30/04/2009	30/04/2010	46	C.F.(SUPLENTE)ELEITO P/CONTROLADOR
09	MARCELO MARCOLINO	857.199.007-72	30/04/2009	30/04/2010	47	C.F.(SUPLENTE)ELEITO P/PREFERENCIALISTAS
10	ANTONIO CARLOS DE PAULA	642.752.998-68	30/04/2009	30/04/2010	46	C.F.(SUPLENTE)ELEITO P/CONTROLADOR

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00319-0	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL REDE ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 61.584.140/0001-49
---------------------------	---	--------------------------------

03.01 - EVENTOS RELATIVOS À DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL

1 - EVENTO BASE AGE	2 - DATA DO EVENTO 26/12/2008	3 - PESSOAS FÍSICAS E JURÍDICAS 7.191	4 - INVESTIDORES INSTITUCIONAIS 6	5 - ACORDO DE ACIONISTAS SIM	6 - AÇÕES PREFER. COM DIREITO A VOTO NÃO	8 - DATA DO ÚLTIMO ACORDO DE ACIONISTAS 14/11/2008
------------------------	----------------------------------	--	--------------------------------------	---------------------------------	---	---

AÇÕES EM CIRCULAÇÃO NO MERCADO		
9 - EXISTEM AÇÕES EM CIRCULAÇÃO SIM	ORDINÁRIAS 10 - QUANTIDADE (Unidade) 2.729	11 - PERCENTUAL 1,23
PREFERENCIAIS 12 - QUANTIDADE (Unidade) 10.359		13 - PERCENTUAL 10,27
TOTAL 14 - QUANTIDADE (Unidade) 13.088		15 - PERCENTUAL 4,06

16 - AÇÕES PREFERENCIAIS EM CIRCULAÇÃO NO MERCADO

1 - CLASSE	2 - QUANTIDADE (Unidade)	3 - PERCENTUAL
------------	--------------------------	----------------

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.02 - POSIÇÃO ACIONÁRIA DOS CONTROLADORES E ACIONISTAS COM 5% OU MAIS DE AÇÕES

1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF				
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - TOTAL DE AÇÕES (Unidades)	11 - %	12 - COMP.CAP.SOC.	13 - PART. NO ACORDO DE ACIONISTAS	14 - CONTROLADOR
15/1 - CLASSE		15/2 - QTD. AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)		15/3 - % PREFERENCIAIS				
001	EMPRESA DE ELETRIC. VALE PARANAPANEMA SA				60.876.075-0001/62			SP
	174.772	79,03	2,365	2,34	177.137	55,00	01/12/1999	SIM
002	BNDES PARTICIPAÇÕES S/A - BNDESPAR				00.383.281-0001/09			RJ
	0	0,00	81.500	80,76	81.500	25,30	SIM	NÃO
003	DENERGE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A				45.661.048-0001/89			SP
	43.614	19,72	6.680	6,62	50.294	15,62	14/09/1998	SIM
997	AÇÕES EM TESOURARIA							
	0	0,00	0	0,00	0	0,00		
998	OUTROS							
	2.772	1,25	10.372	10,28	13.144	4,08		
999	TOTAL							
	221.158	100,00	100.917	100,00	322.075	100,00		

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL DOS CONTROLADORES E DOS ACIONISTAS COM 5% OU MAIS DE AÇÕES

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA					3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL	
0001	EMPRESA DE ELETRIC. VALE PARANAPANEMA SA					01/12/1999	

1 - 1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL					3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS 9 - % (Unidades)	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %	12 - COMP.CAP.SOC.			
0001001	82.125.279	81,81	47.976.677	89,02	130.101.956	84,33	30/04/2009	
DENERGE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S/A								
0001003	10.521.640	10,48	1.511.722	2,81	12.033.362	7,80	OUTROS	
0001004	2.836.362	2,83	1.868.462	3,47	4.704.824	3,05	JOSÉ GIORGI JUNIOR - ESPÓLIO	
0001005	4.897.191	4,88	2.533.466	4,70	7.430.657	4,82	LINA GIORGI LEUZZI - ESPÓLIO	
0001999	100.380.472	100,00	53.890.327	100,00	154.270.799	100,00	TOTAL	
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								
SP								
BRASILEIRA								

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL DOS CONTROLADORES E DOS ACIONISTAS COM 5% OU MAIS DE AÇÕES

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
001001	DENERGE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S/A	30/04/2009
1 - ITEM	2 - NOMENCLATURA SOCIAL	3 - CPF/CNPJ
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS / COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS 9 - % (Unidades)
10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %	12 - COMP. CAP. SOC.
001001001	JORGE QUEIROZ DE MORAES JÚNIOR	005.352.658-91
91.755.080	43,97	1.503.095
0,56	93.258.175	19,64
001001002	PLÁCIDO GONÇALVES MEIRELLES	008.482.718-15
0	0,00	19.737.757
7,41	19.737.757	4,16
001001003	BBPM PARTICIPAÇÕES S/A	58.890.112-0001/45
50.674.477	24,29	136.441.124
51,25	187.115.601	39,40
30/04/2009		
001001004	JOMI PARTICIPAÇÕES S/A	54.445.853-0001/66
51.170.914	24,52	0
0,00	51.170.914	10,77
30/04/2009		
001001006	FUND. ANTONIO ANTONIETA CINTRA GORDINHO	60.875.218-0001/11
2.306.968	1,11	17.650.606
6,63	19.957.574	4,20
001001007	OUTROS	
12.757.636	6,11	75.909.092
28,52	88.666.728	18,67
001001008	EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.	03.983.431-0001/03
0	0,00	15.000.000
5,63	15.000.000	3,16
26/12/2008		
001001999	TOTAL	
208.665.075	100,00	266.241.674
100,00	474.906.749	100,00

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL DOS CONTROLADORES E DOS ACIONISTAS COM 5% OU MAIS DE AÇÕES

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL				
0001001003	BBPM PARTICIPAÇÕES S/A	30/04/2009				
1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF		
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS 9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL	11 - %	12 - COMP.CAP.SOC.	
	(Unidades)	(Unidades)	(Unidades)			
0001001003001	JORGE QUEIROZ DE MORAES JÚNIOR	005.352.658-91	BRASILEIRA	SP		
262.029	65,14	5.952	27,39	267.981	63,20	
0001001003002	JOMJ PARTICIPAÇÕES S/A	54.445.853-0001/66		SP		
44.000	10,94	0	0,00	44.000	10,38	28/11/2003
0001001003003	CARMEM CAMPOS PEREIRA COURA	111.333.448-79	BRASILEIRA	SP		
31.203	7,76	3.301	15,19	34.504	8,14	
0001001003004	ANTONIO EUGÊNIO ARTIGAS GIORGI	670.128.178-87	BRASILEIRA	PR		
19.135	4,76	1.598	7,35	20.733	4,89	
0001001003005	REGINA BEATRIZ GOR. RUSCA QUEIROZ MORAES	046.338.718-03	BRASILEIRA	SP		
0	0,00	1.276	5,87	1.276	0,30	
0001001003006	ELUCID PARTNERS S.A.	04.241.020-0001/05		SP		
15.013	3,73	5.659	26,04	20.672	4,88	28/11/2003
0001001003008	OUTROS					
30.895	7,67	3.944	18,16	34.839	8,21	
0001001003999	TOTAL					
402.275	100,00	21.730	100,00	424.005	100,00	

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL DOS CONTROLADORES E DOS ACIONISTAS COM 5% OU MAIS DE AÇÕES

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
001001003002	JQM PARTICIPAÇÕES S/A	28/11/2003

1 - ITEM	2 - NOMENCLATURA SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS / COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS 9 - % (Unidades)	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL 11 - % (Unidades)	12 - COMP. CAP. SOC.

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL DOS CONTROLADORES E DOS ACIONISTAS COM 5% OU MAIS DE AÇÕES

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
001001003006	ELUCID PARTNERS S.A.	28/11/2003

1 - ITEM		2 - NOME/RAZO SOCIAL				3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %	12 - COMP. CAP. SOC.		
0001001003006001		REGINA BEATRIZ G.R. QUEIROZ DE MORAES						
101.647	100,00	0	0,00	101.647	100,00		BRASILEIRA	SP
0001001003006002		ELIZABETH SPEERS CINTRA GORDINHO						
1	0,00	0	0,00	1	0,00		BRASILEIRA	SP
0001001003006999		TOTAL						
101.648	100,00	0	0,00	101.648	100,00			

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL DOS CONTROLADORES E DOS ACIONISTAS COM 5% OU MAIS DE AÇÕES

1 - ITEM 0001001004	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA JOMJ PARTICIPAÇÕES S/A						3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL 30/04/2009				
2 - NOME/RAZÃO SOCIAL			3 - CPF/CNPJ			4 - NACIONALIDADE			5 - UF		
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %	12 - COMP. CAP. SOC.					
JORGE QUEIROZ DE MORAES JÚNIOR											
0001001004001	217.773	98,10	160.225	78,16	377.998	88,52					
MARIA REGINA BARROS DO AMARAL							130.286.678-86				
0001001004002	0	0,00	36.759	17,93	36.759	8,61	BRASILEIRA				
OUTROS											
0001001004003	4.223	1,90	8.020	3,91	12.243	2,87					
TOTAL											
0001001004999	221.996	100,00	205.004	100,00	427.000	100,00					

Data-Base - 31/12/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL DOS CONTROLADORES E DOS ACIONISTAS COM 5% OU MAIS DE AÇÕES

2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA		3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL	
EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.		26/12/2008	

2 - NOME/RAZÃO SOCIAL		3 - CPF/CNPJ		4 - NACIONALIDADE		5 - UF	
10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)		11 - %		12 - COMP.CAP.SOC.			

7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %	12 - COMP.CAP.SOC.
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS					

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL DOS CONTROLADORES E DOS ACIONISTAS COM 5% OU MAIS DE AÇÕES

1 - ITEM		2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA		3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL	
0003		DENERGE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A		14/09/1998	

1 - ITEM		2 - NOME/RAZÃO SOCIAL		3 - CPF/CNPJ		4 - NACIONALIDADE		5 - UF					
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)		7 - %		8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)		9 - %		10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)		11 - %		12 - COMP.CAP.SOC.	

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

04.01 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

1 - Data da Última Alteração: 26/12/2008

2- ITEM	3 - ESPÉCIE DAS AÇÕES	4 - NOMINATIVA OU ESCRITURAL	5 - VALOR NOMINAL (Reais)	6 - QTD. DE AÇÕES (Unidades)	7 - SUBSCRITO (Reais Mil)	8 - INTEGRALIZADO (Reais Mil)
01	ORDINÁRIAS	ESCRITURAL		221.158	418.604	418.604
02	PREFERENCIAIS	ESCRITURAL		100.917	295.948	295.948
03	PREFERENCIAIS CLASSE A			0	0	0
04	PREFERENCIAIS CLASSE B			0	0	0
05	PREFERENCIAIS CLASSE C			0	0	0
06	PREFERENCIAIS CLASSE D			0	0	0
07	PREFERENCIAIS CLASSE E			0	0	0
08	PREFERENCIAIS CLASSE F			0	0	0
09	PREFERENCIAIS CLASSE G			0	0	0
10	PREFERENCIAIS CLASSE H			0	0	0
11	PREFER. OUTRAS CLASSES			0	0	0
99	TOTAIS			322.075	714.552	714.552

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00319-0	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL REDE ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 61.584.140/0001-49
---------------------------	---	--------------------------------

04.02 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1- ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (Reais Mil)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (Reais Mil)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	7 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (Unidades)	8 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (Reais)
01	26/12/2008	714.552	115.176	Subscrição em Bens ou Créditos	17.267	6.6704138838

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

04.03 - BONIFICAÇÃO / DESDOBRAMENTO OU GRUPAMENTO DE AÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1- ITEM	2 - DATA APROVAÇÃO	3 - VALOR NOMINAL POR AÇÃO ANTES DA APROVAÇÃO (Reais)	4 - VALOR NOMINAL POR AÇÃO DEPOIS DA APROVAÇÃO (Reais)	5 - QUANTIDADE DE AÇÕES ANTES DA APROVAÇÃO (Unidades)	6 - QUANTIDADE DE AÇÕES DEPOIS DA APROVAÇÃO (Unidades)
01	25/07/2006			56.853	284.267

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

04.04 - CAPITAL SOCIAL AUTORIZADO

1 - QUANTIDADE (Unidades)	2 - VALOR (Reais Mil)	3 - DATA DA AUTORIZAÇÃO
195.000	0	25/07/2006

04.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL AUTORIZADO

1- ITEM	2 - ESPÉCIE	3 - CLASSE	4 - QUANTIDADE DE AÇÕES AUTORIZADAS À EMISSÃO (Unidades)

Data-Base - 31/12/2008

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

06.03 - DISPOSIÇÕES ESTATUTÁRIAS DO CAPITAL SOCIAL

1 - ITEM	2 - ESPÉCIE DA AÇÃO	3 - CLASSE DA AÇÃO	4 - % DO CAPITAL SOCIAL	5 - CONVERSÍVEL	6 - CONVERTE EM	7 - DIREITO A VOTO	8 - TAG ALONG %	9 - PRIORIDADE NO REEMBOLSO DE CAPITAL	17 - OBSERVAÇÃO
10 - PRÊMIO	11 - TIPO DE DIVIDENDO	12 - % DIVIDENDO	13 - R\$/AÇÃO	14 - CUMULATIVO	15 - PRIORITÁRIO	16 - CALCULADO SOBRE			
01	ORDINÁRIA		68,67	NÃO		PLENO	80,00		
			0,00	0,00000					
02	PREFERENCIAL		31,33	NÃO		RESTRITO	0,00	SIM	
NÃO	10% SUPERIOR A ORD		0,00	0,00000	NÃO	SIM			

06.04 - MODIFICAÇÃO ESTATUTÁRIA/DIVIDENDO OBRIGATÓRIO

1 - DATA DA ÚLTIMA MODIFICAÇÃO DO ESTATUTO	2 - DIVIDENDO OBRIGATÓRIO (% DO LÚCRO)
26/12/2008	25,00

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2008	4 - 31/12/2007	5 - 31/12/2006
1	Ativo Total	893.655	847.447	925.632
1.01	Ativo Circulante	184.554	310.796	241.718
1.01.01	Disponibilidades	51.443	160.335	96.605
1.01.01.01	Numerário disponível	12.726	7.481	5.904
1.01.01.02	Aplicações no mercado aberto	38.717	152.854	90.701
1.01.02	Créditos	105.889	106.784	95.175
1.01.02.01	Clientes	93.071	94.400	84.161
1.01.02.01.01	Consumidores	95.663	96.785	85.957
1.01.02.01.02	(-) Provisão p/créditos liq. duvidosa	(2.592)	(2.385)	(1.796)
1.01.02.02	Créditos Diversos	12.818	12.384	11.014
1.01.02.02.01	Impostos e contrib. sociais a compensar	6.671	8.944	5.323
1.01.02.02.02	Impostos e contrib. sociais diferidos	645	0	0
1.01.02.02.03	Títulos a receber	5.055	3.089	5.439
1.01.02.02.04	Rendas a receber	447	351	252
1.01.03	Estoques	6.452	2.408	3.025
1.01.04	Outros	20.770	41.269	46.913
1.01.04.01	Serviços em curso	1.910	4.396	5.663
1.01.04.02	Redução de receita - baixa renda	4.228	3.749	3.361
1.01.04.03	Ativos regulatórios	11.330	26.020	32.112
1.01.04.04	Outros	3.302	7.104	5.777
1.02	Ativo Não Circulante	709.101	536.651	683.914
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	117.635	61.662	215.427
1.02.01.01	Créditos Diversos	34.302	26.831	23.063
1.02.01.01.01	Consumidores	14.337	12.699	13.457
1.02.01.01.02	Cauções e depósitos vinculados	1.344	985	1.098
1.02.01.01.03	Depósitos judiciais	2.740	2.718	768
1.02.01.01.04	Impostos e contrib. sociais a compensar	13.735	9.050	6.801
1.02.01.01.05	Impostos e contrib. sociais diferidos	2.146	1.379	939
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	66.918	21.830	155.906
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	66.918	21.830	155.906
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.03	Outros	16.415	13.001	36.458
1.02.01.03.01	Ativos regulatórios	9.862	6.566	30.398
1.02.01.03.02	Outros	6.553	6.435	6.060
1.02.02	Ativo Permanente	591.466	474.989	468.487
1.02.02.01	Investimentos	0	17	728
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0	0
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	0	0	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2008	4 -31/12/2007	5 -31/12/2006
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	0	0	0
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	0	17	728
1.02.02.02	Imobilizado	586.885	472.296	466.303
1.02.02.03	Intangível	4.581	2.398	1.106
1.02.02.04	Diferido	0	278	350

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

07.01 - REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO

1 - PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO	2 - VALOR DA REMUNERAÇÃO GLOBAL DOS ADMINISTRADORES (Reais Mil)	3 - PERIODICIDADE
NÃO	2.200	ANUAL

07.02 - PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1 - DATA FINAL DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2008

2 - DATA FINAL DO PENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2007

3 - DATA FINAL DO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2006

4 - ITEM	5 - DESCRIÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES	6 - VALOR DO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	7 - VALOR DO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	8 - VALOR DO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)
01	PARTICIPAÇÕES-DEBENTURISTAS	0	0	0
02	PARTICIPAÇÕES-EMPREGADOS	0	0	0
03	PARTICIPAÇÕES-ADMINISTRADORES	0	0	0
04	PARTIC.-PARTES BENEFICIÁRIAS	0	0	0
05	CONTRIBUIÇÕES FDO. ASSISTÊNCIA	0	0	0
06	CONTRIBUIÇÕES FDO. PREVIDÊNCIA	0	0	0
07	OUTRAS CONTRIBUIÇÕES	0	0	0
08	LUCRO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO	205.338	28.670	88.518
09	PREJUÍZO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO	0	0	0

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

07.03 - PARTICIPAÇÕES EM SOCIEDADES CONTROLADAS E/OU COLIGADAS

1 - ITEM 2 - RAZÃO SOCIAL DA CONTROLADA/COLIGADA		3 - CNPJ	4 - CLASSIFICAÇÃO		5 - % PARTICIPAÇÃO NO CAPITAL DA INVESTIDA	6 - % PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA INVESTIDORA
7 - TIPO DE EMPRESA		8 - INÍCIO ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	9 - FINAL ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	10 - QTD. AÇÕES ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	(Unidades)	
11 - INÍCIO PENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL	12 - FINAL PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL	13 - QTD. AÇÕES PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)	14 - INÍCIO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	15 - FINAL DO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	16 - QTD. AÇÕES ANTEPENÚLTIMO EXERC. SOCIAL (Unidades)	
01	CENTRAIS ELÉTR. MATOGROSSENSES S/A-CEMAT	03.467.321/0001-99	ABERTA CONTROLADA		39,92	43,59
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		01/01/2008	31/12/2008		118.853.305	118.853.305
01/01/2007	31/12/2007	118.853.305	01/01/2006	31/12/2006		105.534.853
02	CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS	25.086.034/0001-71	FECHADA CONTROLADA		50,86	23,31
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		01/01/2008	31/12/2008		378.733.957	378.733.957
01/01/2007	31/12/2007	378.733.957	01/01/2006	31/12/2006		378.733.957
03	QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.	02.139.940/0001-91	FECHADA CONTROLADA		100,00	47,25
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		01/01/2008	31/12/2008		225.265.000	225.265.000
01/01/2007	31/12/2007	225.265.000	01/01/2006	31/12/2006		225.265.000
04	EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A	07.297.359/0001-11	FECHADA CONTROLADA		100,00	11,43
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		01/01/2008	31/12/2008		115.905.275	115.905.275
01/01/2007	31/12/2007	115.905.275	01/01/2006	31/12/2006		115.905.275
05	CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA	04.895.728/0001-80	FECHADA CONTROLADA		61,37	59,70
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		01/01/2008	31/12/2008		63.851.934	63.851.934
01/01/2007	31/12/2007	63.851.934	01/01/2006	31/12/2006		63.851.934
06	EMP.ENER. MATO GROSSO SUL S.A. - ENERSUL	15.413.826/0001-50	ABERTA CONTROLADA		99,91	33,19
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		01/01/2008	31/12/2008		53.137.012.348	53.137.012.348
01/01/2007	31/12/2007	53.137.012.348	01/01/2006	31/12/2006		53.137.012.348

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A

19.02 - PEDIDOS EM CARTEIRA NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

1- ITEM	2 - DESCRIÇÃO DOS PEDIDOS	3 - VALOR DOS PEDIDOS NO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	4 - VALOR DOS PEDIDOS NO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	5 - VALOR DOS PEDIDOS NO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)
99	ENCOMENDAS NÃO ATENDIDAS	0		

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2008	4 - 31/12/2007	5 - 31/12/2006
2	Passivo Total	300.581	311.607	267.597
2.01	Passivo Circulante	55.568	60.799	73.501
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	15.967	23.692	44.792
2.01.02	Debêntures	0	0	0
2.01.03	Fornecedores	12.536	11.670	9.864
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	13.677	11.306	8.682
2.01.05	Dividendos a Pagar	1.789	5.463	0
2.01.06	Provisões	3.189	1.155	1.011
2.01.06.01	Obrigações estimadas	3.189	1.155	1.011
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	8.410	7.513	9.152
2.01.08.01	Folha de pagamento	108	187	139
2.01.08.02	Taxas regulamentares	1.281	954	5.929
2.01.08.03	Obrigações progr. eficiência energética	2.643	3.318	0
2.01.08.04	Passivo regulatório	2.719	1.346	99
2.01.08.05	Outros	1.659	1.708	2.985
2.02	Passivo Não Circulante	128.683	134.561	79.495
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	128.683	134.561	79.495
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	64.819	73.879	30.269
2.02.01.02	Debêntures	0	0	0
2.02.01.03	Provisões	598	264	391
2.02.01.03.01	Provisão para passivos contingentes	598	264	391
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	238	172	13.453
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0
2.02.01.06	Outros	63.028	60.246	35.382
2.02.01.06.01	Impostos, contr.sociais e parcelamentos	25.098	27.100	29.227
2.02.01.06.02	Obrigações progr. eficiência energética	2.303	1.085	0
2.02.01.06.03	Passivo regulatório	33.145	29.580	3.192
2.02.01.06.04	Outros	2.482	2.481	2.963
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	116.330	116.247	114.601
2.05.01	Capital Social Realizado	115.905	115.905	115.905
2.05.02	Reservas de Capital	0	0	0
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	425	319	0
2.05.04.01	Legal	425	319	0
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2008	4 - 31/12/2007	5 - 31/12/2006
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.05	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0
2.05.05.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0
2.05.05.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0
2.05.05.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0
2.05.06	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	(1.327)
2.05.07	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	23	23

Data-Base - 31/12/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA

19.09.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2007 A 31/12/2007 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LÚCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

16.01 - AÇÕES JUDICIAIS COM VALOR SUPERIOR A 5% DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO OU DO LUCRO LÍQUIDO

1 - ITEM	2 - DESCRIÇÃO	3 - % PATRIM. LÍQUIDO	4 - % LUCRO LÍQUIDO	5 - PROVISÃO	6 - VL. PROVISIONADO (Reais Mil)	7 - VL. TOTAL AÇÕES (Reais Mil)
8 - OBSERVAÇÃO						
01	TRABALHISTA	4,79	26,45	SIM	39.192	54.316
As Controladas do Grupo, figuram como parte em diversas ações judiciais que versam sobre matéria trabalhista, os quais representavam um provisionamento total de aproximadamente, R\$ 39.192 e sobre os quais realizamos depósitos judiciais no valor de R\$ 51.217. De uma maneira geral, os processos trabalhistas versam sobre horas extras, férias, adicional periculosidade, horas de sobreaviso, indenização por danos decorrentes de acidentes de trabalho, bem como ações de e-empregados de prestadores de serviços contratados pelas Companhias reclamando responsabilidade solidária por verbas rescisórias.						
02	FISCAL/TRIBUTÁRIA	6,54	36,12	SIM	46.517	74.160
Em setembro de 2006, aderimos ao Programa de parcelamento Excepcional - PAEX, criado pela Medida Provisória nº. 303/2006, o qual permitiu o pagamento parcelado e em condições mais favoráveis de tributos e contribuições federais. Existem processos administrativos nas controladas CEMAT junto a Agência Fazendária de Cuiabá/MT, CELTINS e CFLO apresentaram impugnações junto a Secretaria Receita Federal, onde a CFLO obteve decisão da Câmara Superior Recursos Fiscais a extinção integral da multa isolada, a CELTINS aguarda julgamento na esfera administrativa. A EEB sofreu autuação pela Secretaria da Receita Federal, mas também apresentou impugnação e aguarda julgamento na esfera administrativa. A ENERSUL possui ações de natureza fiscal e tributária, em sua grande maioria, a depósitos em juízo contra a União Federal arguindo a inconstitucionalidade da cobrança de PIS sobre faturamento.						
03	OUTRAS	4,23	23,35	SIM	23.670	47.940
As ações judiciais de natureza civil referem-se, de maneira geral, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; a cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor decorrentes de suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidade nos medidores de energia elétrica, ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou falta momentânea de energia elétrica; bem como ações em que consumidores pretendem devolução de valores, em razão do aumento das tarifas de energia elétrica determinados pelas Portarias 38 e 45/86, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no período de congelamento de preços do Plano Cruzado.						

01.01 - IDENTIFICAÇÃO	
1 - CÓDIGO CVM 00319-0	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL REDE ENERGIA S.A. 3 - CNPJ 61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA	
DENOMINAÇÃO SOCIAL CENTRAIS ELÉTR. MATOGROSSENSES S/A-CEMAT	

19.02 - PEDIDOS EM CARTEIRA NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS				
1 - ITEM	2 - DESCRIÇÃO DOS PEDIDOS	3 - VALOR DOS PEDIDOS NO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	4 - VALOR DOS PEDIDOS NO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	5 - VALOR DOS PEDIDOS NO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)
99	ENCOMENDAS NÃO ATENDIDAS	0		

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CENTRAIS ELÉTR. MATOGROSSENSES S/A-CEMAT

19.09.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2008 A 31/12/2008 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	0	0	0	0	0	0	0
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	0	0	0	0	0	0	0
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	0	0	0
5.05	Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	0	0	0	0	0	0
5.13	Saldo Final	0	0	0	0	0	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CENTRAIS ELÉTR. MATOGROSSENSES S/A-CEMAT

19.09.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2007 A 31/12/2007 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LÚCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	0	0	0	0	0	0	0
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	0	0	0	0	0	0	0
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	0	0	0
5.05	Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	0	0	0	0	0	0
5.13	Saldo Final	0	0	0	0	0	0	0

Data-Base - 31/12/2008

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CENTRAIS ELÉTR. MATOGROSSENSES S/A-CEMAT

19.09.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2006 A 31/12/2006 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	0	0	0	0	0	0	0
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	0	0	0	0	0	0	0
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	0	0	0
5.05	Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	0	0	0	0	0	0
5.13	Saldo Final	0	0	0	0	0	0	0

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.02 - PEDIDOS EM CARTEIRA NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

1- ITEM	2 - DESCRIÇÃO DOS PEDIDOS	3 - VALOR DOS PEDIDOS NO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	4 - VALOR DOS PEDIDOS NO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	5 - VALOR DOS PEDIDOS NO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)
99	ENCOMENDAS NÃO ATENDIDAS	0		

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2008	4 - 31/12/2007	5 - 31/12/2006
2	Passivo Total	893.655	847.447	925.632
2.01	Passivo Circulante	115.795	90.734	138.644
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	32.222	19.840	56.206
2.01.02	Debêntures	0	0	0
2.01.03	Fornecedores	38.771	27.158	24.647
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	21.829	20.434	20.503
2.01.04.01	Impostos, contr.sociais e parcelamentos	21.829	20.434	20.503
2.01.05	Dividendos a Pagar	3.318	1	16.165
2.01.06	Provisões	6.375	7.185	3.037
2.01.06.01	Obrigações estimadas	6.375	7.185	3.037
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	13.280	16.116	18.086
2.01.08.01	Folha de pagamento	463	434	309
2.01.08.02	Taxas regulamentares	1.822	1.131	8.924
2.01.08.03	Obrigações progr.eficiência energética	3.881	4.943	0
2.01.08.04	Passivos regulatórios	3.561	4.347	1.306
2.01.08.05	Benefícios pós emprego	210	185	155
2.01.08.06	Taxa de iluminação público	1.483	1.336	1.344
2.01.08.07	Outros	1.860	3.740	6.048
2.02	Passivo Não Circulante	298.069	293.166	228.150
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	298.069	293.166	228.150
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	167.973	150.753	69.074
2.02.01.02	Debêntures	0	0	0
2.02.01.03	Provisões	1.599	1.558	1.486
2.02.01.03.01	Provisão para passivos contingentes	1.599	1.558	1.486
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	78	272	13.474
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0
2.02.01.06	Outros	128.419	140.583	144.116
2.02.01.06.01	Impostos, contrib. sociais parcelamentos	42.626	45.841	47.445
2.02.01.06.02	Encargos trib.s/reserva de reavaliação	72.963	80.745	88.788
2.02.01.06.03	Obrigações progr.eficiência energética	3.529	3.444	0
2.02.01.06.04	Passivos regulatórios	3.787	5.369	3.014
2.02.01.06.05	Outros	5.514	5.184	4.869
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	479.791	463.547	558.838
2.05.01	Capital Social Realizado	189.367	189.367	189.367
2.05.02	Reservas de Capital	39.960	39.960	39.960
2.05.03	Reservas de Reavaliação	153.398	168.503	184.115
2.05.03.01	Ativos Próprios	153.398	168.503	184.115
2.05.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	0	0	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2008	4 -31/12/2007	5 -31/12/2006
2.05.04	Reservas de Lucro	97.066	65.717	145.396
2.05.04.01	Legal	7.734	7.082	5.158
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	89.332	58.635	140.238
2.05.04.07.01	Reserva de investimentos	89.332	58.635	140.238
2.05.05	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0
2.05.05.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0
2.05.05.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0
2.05.05.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0
2.05.06	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0
2.05.07	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.07 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2008 a 31/12/2008	4 - 01/01/2007 a 31/12/2007	5 - 01/01/2006 a 31/12/2006
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	541.504	511.110	465.549
3.02	Deduções da Receita Bruta	(175.559)	(175.571)	(163.310)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	365.945	335.539	302.239
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(238.863)	(233.952)	(175.529)
3.05	Resultado Bruto	127.082	101.587	126.710
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(74.373)	(58.866)	(43.987)
3.06.01	Com Vendas	(39.022)	(30.308)	(22.642)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(23.282)	(21.194)	(32.326)
3.06.03	Financeiras	(10.820)	(6.098)	11.291
3.06.03.01	Receitas Financeiras	45.308	61.991	66.109
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(56.128)	(68.089)	(54.818)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(1.249)	(1.266)	(310)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	52.709	42.721	82.723
3.08	Resultado Não Operacional	(8.466)	(12.470)	(15.542)
3.08.01	Receitas	1.158	992	2.017
3.08.02	Despesas	(9.624)	(13.462)	(17.559)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	44.243	30.251	67.181
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(31.673)	(24.496)	(56.577)
3.11	IR Diferido	8.735	5.980	29.736
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	3.000	20.000	7.000
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	24.305	31.735	47.340
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Unidades)	378.733.957	378.733.957	378.733.957
	LUCRO POR AÇÃO (Reais)	0,06417	0,08379	0,12500
	PREJUÍZO POR AÇÃO (Reais)			

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.08 - DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2008 a 31/12/2008	4 - 01/01/2007 a 31/12/2007	5 - 01/01/2006 a 31/12/2006
4.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	121.537	100.885	40.177
4.01.01	Caixa Gerado nas Operações	112.519	109.590	75.717
4.01.01.01	Lucro (Prejuízo) do exercício	24.305	31.735	47.340
4.01.01.02	Provisão p/Crédito Liq.Duvidosa	207	589	(419)
4.01.01.03	Depreciação e amortização	41.611	45.857	35.668
4.01.01.04	Enc.dívida,juros,v.mon.e camb.-líquida	44.807	(17.922)	(16.714)
4.01.01.05	Baixa do imobilizado	8.557	45.028	55.544
4.01.01.06	Tributos s/real.reserva reavaliação	(7.781)	(8.043)	(9.155)
4.01.01.07	Ativo/Passivo (líquido) regulatório	(573)	10.158	(14.444)
4.01.01.08	Créditos tributários diferidos	(84)	2.063	(20.581)
4.01.01.09	Outros	1.470	125	(1.522)
4.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	9.018	(8.705)	(35.540)
4.01.02.01	Cnsumidores, conc.permissionários	1.048	(14.771)	(13.016)
4.01.02.02	Estoques	469	617	(88)
4.01.02.03	Cauções e depósitos vinc. litígios	(22)	(1.950)	(177)
4.01.02.04	Despesas antecip. e ativos regulatórios	18.630	34.148	0
4.01.02.05	Serv.Prest.Tít.Val.Mobil.Dev.Diversos	18.352	(4.804)	8.568
4.01.02.06	Fornecedores	10.091	8.146	(8.759)
4.01.02.07	Créditos compens.recolhim.futuros	(17.433)	(6.816)	4.211
4.01.02.08	Desativações em curso	7.586	4.672	(756)
4.01.02.09	Pgto encargos s/emprest.financiamentos	(14.389)	(18.789)	(15.132)
4.01.02.10	Impostos, cont. sociais e parcelamentos	(8.844)	(6.831)	(11.373)
4.01.02.11	Taxas regulamentares	(846)	(286)	1.433
4.01.02.12	Obrigações estimadas	(1.995)	2.536	306
4.01.02.13	Passivos regulatórios	(7.025)	(5.133)	0
4.01.02.14	Entidade Prev.Priv. outras obrigações	3.396	556	(3.945)
4.01.02.15	Outros credores	0	0	3.188
4.01.03	Outros	0	0	0
4.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	(182.472)	(97.441)	(85.630)
4.02.01	Em investimentos	0	0	0
4.02.02	No imobilizado	(203.933)	(140.176)	(131.930)
4.02.03	Drecêscimo/Acrêscimo obrig.especiais	20.955	42.744	47.002
4.02.04	Outras	506	(9)	(702)
4.03	Caixa Líquido Atividades Financiamento	(47.957)	60.286	122.879
4.03.01	Operações mútuos partes rel. - líquido	(42.505)	140.700	112.262
4.03.02	Novos empréstimos e financiamentos	14.411	120.312	101.888
4.03.03	Pagamentos empréstimos - principal	(19.863)	(57.535)	(78.977)
4.03.04	Pgto juros s/capital próprio/dividendos	0	(143.191)	(12.294)
4.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	0	0	0
4.05	Aumento(Redução) de Caixa e Equivalentes	(108.892)	63.730	77.426

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE EN.ELÉTR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.08 - DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -01/01/2008 a 31/12/2008	4 -01/01/2007 a 31/12/2007	5 -01/01/2006 a 31/12/2006
4.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	160.335	96.605	19.179
4.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	51.443	160.335	96.605

1 - CÓDIGO CVM		2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0		REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

CONTROLADA/COLIGADA	
DENOMINAÇÃO SOCIAL	
CIA.DE ENELÉTR.DO EST. DO TO. - CELTINS	

19.09.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2008 A 31/12/2008 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LÚCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	189.367	39.960	168.503	65.717	0	0	463.547
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	189.367	39.960	168.503	65.717	0	0	463.547
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	24.305	0	24.305
5.05	Destinações	0	0	0	31.349	(34.896)	0	(3.547)
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	(3.000)	0	(3.000)
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	31.349	(31.896)	0	(547)
5.05.03.01	Reserva Legal	0	0	0	652	(652)	0	0
5.05.03.02	Dividendos Intercalares	0	0	0	0	(547)	0	(547)
5.05.03.03	Reserva de Investimento	0	0	0	30.697	(30.697)	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00319-0	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL REDE ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 61.584.140/0001-49
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS
--

19.09.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2008 A 31/12/2008 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.12	Outros	0	0	0	0	10.591	0	(4.514)
5.12.01	Realização res.reavaliação líquida	0	0	(15.105)	0	15.105	0	0
5.12.02	Ajuste adoção inicial a Lei 11.638/2007	0	0	0	0	(4.514)	0	(4.514)
5.13	Saldo Final	189.367	39.960	153.398	97.066	0	0	479.791

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE ENELÉTR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.09.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2007 A 31/12/2007 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIÇÃO	6 - RESERVAS DE LÚCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	189.367	39.960	184.115	145.396	0	0	558.838
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	189.367	39.960	184.115	145.396	0	0	558.838
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	31.735	0	31.735
5.05	Destinações	0	0	0	27.347	(154.373)	0	(127.026)
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	(20.000)	0	(20.000)
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	27.347	(134.373)	0	(107.026)
5.05.03.01	Reserva Legal	0	0	0	1.924	(1.924)	0	0
5.05.03.02	Dividendos Intercalares	0	0	0	0	(107.026)	0	(107.026)
5.05.03.03	reserva de Investimento	0	0	0	25.423	(25.423)	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.09.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2007 A 31/12/2007 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.12	Outros	0	0	0	(107.026)	122.638	0	0
5.12.01	Realização res.reavaliação líquida	0	0	(15.612)	0	15.612	0	0
5.12.02	Reversão reserva conf. AGE de 17/12/2007	0	0	0	(107.026)	107.026	0	0
5.13	Saldo Final	189.367	39.960	168.503	65.717	0	0	463.547

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CIA.DE ENELÉTR.DO EST. DO TO. - CELTINS

19.09.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2006 A 31/12/2006 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	189.367	39.964	201.886	92.579	0	0	523.796
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	189.367	39.964	201.886	92.579	0	0	523.796
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	47.340	0	47.340
5.05	Destinações	0	0	0	52.817	(65.111)	0	(12.294)
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	(5.294)	0	(5.294)
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	(7.000)	0	(7.000)
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	52.817	(52.817)	0	0
5.05.03.01	Reserva Legal	0	0	0	2.367	(2.367)	0	0
5.05.03.02	Reserva Investimento	0	0	0	50.450	(50.450)	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	(4)	(17.771)	0	17.771	0	(4)

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00319-0	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL REDE ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 61.584.140/0001-49
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA.DE EN.ELETR.DO EST. DO TO. - CELTINS
--

19.09.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2006 A 31/12/2006 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.12.01	Remuneração imobilizações em curso	0	(4)	0	0	0	0	(4)
5.12.02	Realização res. reavaliação líquida	0	0	(17.771)	0	17.771	0	0
5.13	Saldo Final	189.367	39.960	184.115	145.396	0	0	558.838

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.

19.02 - PEDIDOS EM CARTEIRA NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

1 - ITEM	2 - DESCRIÇÃO DOS PEDIDOS	3 - VALOR DOS PEDIDOS NO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	4 - VALOR DOS PEDIDOS NO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	5 - VALOR DOS PEDIDOS NO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)
99	ENCOMENDAS NÃO ATENDIDAS	0		

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2008	4 - 31/12/2007	5 - 31/12/2006
1	Ativo Total	999.023	968.959	1.033.782
1.01	Ativo Circulante	2.124	5.149	14.615
1.01.01	Disponibilidades	8	18	262
1.01.01.01	Numerário disponível	8	18	262
1.01.02	Créditos	2.116	5.131	14.353
1.01.02.01	Clientes	0	0	9.241
1.01.02.01.01	Rendas a receber	0	0	9.241
1.01.02.02	Créditos Diversos	2.116	5.131	5.112
1.01.02.02.01	Impostos e contrib. sociais a compensar	2.116	5.131	5.076
1.01.02.02.02	Despesas pagas antecipadamente	0	0	36
1.01.03	Estoques	0	0	0
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Não Circulante	996.899	963.810	1.019.167
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	279.259	241.398	203.930
1.02.01.01	Créditos Diversos	279.259	241.398	203.930
1.02.01.01.01	Impostos e contrib. sociais diferidos	279.259	241.398	203.930
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	0	0	0
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.03	Outros	0	0	0
1.02.02	Ativo Permanente	717.640	722.412	815.237
1.02.02.01	Investimentos	568.180	568.268	656.785
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0	0
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	568.180	568.268	656.785
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	0	0	0
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	0	0	0
1.02.02.02	Imobilizado	0	0	0
1.02.02.03	Intangível	149.460	154.144	158.452
1.02.02.04	Diferido	0	0	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2008	4 - 31/12/2007	5 - 31/12/2006
2	Passivo Total	999.023	968.959	1.033.782
2.01	Passivo Circulante	26.269	28.566	48.191
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	25.099	27.456	36.203
2.01.02	Debêntures	0	0	0
2.01.03	Fornecedores	2	2	2
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	1.168	1.108	11.986
2.01.05	Dividendos a Pagar	0	0	0
2.01.06	Provisões	0	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	0	0	0
2.02	Passivo Não Circulante	869.316	785.355	792.229
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	869.316	785.355	792.229
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	63.353	54.981	34.815
2.02.01.02	Debêntures	0	0	0
2.02.01.03	Provisões	0	0	0
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	805.963	730.374	757.414
2.02.01.04.01	Com controladas	382.137	368.195	464.487
2.02.01.04.02	Com coligadas	423.826	362.179	292.927
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0
2.02.01.06	Outros	0	0	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	103.438	155.038	193.362
2.05.01	Capital Social Realizado	225.265	225.265	225.265
2.05.02	Reservas de Capital	0	0	0
2.05.03	Reservas de Reavaliação	233.756	251.248	272.830
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	233.756	251.248	272.830
2.05.04	Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.04.01	Legal	0	0	0
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.05	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0
2.05.05.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0
2.05.05.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0
2.05.05.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0
2.05.06	Lucros/Prejuízos Acumulados	(355.583)	(321.475)	(304.733)

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2008	4 - 31/12/2007	5 - 31/12/2006
2.05.07	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.

19.07 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2008 a 31/12/2008	4 - 01/01/2007 a 31/12/2007	5 - 01/01/2006 a 31/12/2006
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	0	0	0
3.02	Deduções da Receita Bruta	0	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	0	0	0
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	0	0	0
3.05	Resultado Bruto	0	0	0
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(95.414)	(75.791)	(85.260)
3.06.01	Com Vendas	0	0	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(110)	(317)	(511)
3.06.03	Financeiras	(110.008)	(108.740)	(113.149)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	177	18.462	7.051
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(110.185)	(127.202)	(120.200)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	14.704	33.266	28.400
3.07	Resultado Operacional	(95.414)	(75.791)	(85.260)
3.08	Resultado Não Operacional	0	0	0
3.08.01	Receitas	0	0	0
3.08.02	Despesas	0	0	0
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	(95.414)	(75.791)	(85.260)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	0	0	0
3.11	IR Diferido	37.862	37.467	38.135
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	(57.552)	(38.324)	(47.125)
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Unidades)	225.265.000	225.265.000	225.265.000
	LUCRO POR AÇÃO (Reais)			
	PREJUÍZO POR AÇÃO (Reais)	(0,25549)	(0,17013)	(0,20920)

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.

19.08 - DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2008 a 31/12/2008	4 - 01/01/2007 a 31/12/2007	5 - 01/01/2006 a 31/12/2006
4.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	(4.126)	3.818	(17.195)
4.01.01	Caixa Gerado nas Operações	(7.143)	16.226	(18.956)
4.01.01.01	Lucro (Prejuízo) do exercício	(57.552)	(38.324)	(47.125)
4.01.01.02	Enc.dívida,juros,v.mon. e camb.-líquida	102.975	125.283	94.705
4.01.01.03	Resultado participação societária	(14.704)	(33.266)	(28.400)
4.01.01.04	Créditos tributários diferidos	(37.862)	(37.467)	(38.136)
4.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	3.017	(12.408)	1.761
4.01.02.01	Rendas a receber	0	9.241	(3.056)
4.01.02.02	Créditos comp. recolh. futuros	3.015	0	0
4.01.02.03	Serv. Prest. Tit.Val.Mobil.Dev.Diversos	0	(3.024)	0
4.01.02.04	Encargos emp.financiamentos pagos	(3.936)	(8.870)	(15.444)
4.01.02.05	Impostos cont. sociais e parcelamentos	60	(9.755)	25.057
4.01.02.06	Outros credores	3.878	0	(4.796)
4.01.03	Outros	0	0	0
4.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	0	0	0
4.03	Caixa Líquido Atividades Financiamento	4.116	(4.062)	17.190
4.03.01	Mútuos c.partes relacionadas - líquido	(19.311)	(139.788)	95.242
4.03.02	Novos empréstimos e financiamentos	25.000	81.500	86.483
4.03.03	Assunção de dívidas	0	0	(97.448)
4.03.04	Pagamento empréstimos - principal	(27.001)	(71.865)	(71.444)
4.03.05	Pagto/rec.Jrs s/cap.próprio e dividendos	25.428	126.091	4.357
4.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	0	0	0
4.05	Aumento(Redução) de Caixa e Equivalentes	(10)	(244)	(5)
4.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	18	262	267
4.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	8	18	262

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009		
01.01 - IDENTIFICAÇÃO		
1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL	
QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.	

19.09.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2008 A 31/12/2008 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIÇÃO	6 - RESERVAS DE LÚCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	225.265	0	251.248	0	(321.475)	0	155.038
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	225.265	0	251.248	0	(321.475)	0	155.038
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	(57.552)	0	(57.552)
5.05	Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	0	(17.492)	0	23.444	0	5.952
5.12.01	Ajuste adoção inicial a Lei 11.638/2007	0	0	0	0	5.952	0	5.952
5.12.02	Realização res.reavaliação líquida	0	0	(17.492)	0	17.492	0	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.

19.09.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2008 A 31/12/2008 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.13	Saldo Final	225.266	0	233.756	0	(355.583)	0	103.438

Data-Base - 31/12/2008

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.

19.09.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2007 A 31/12/2007 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LÚCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	225.265	0	272.830	0	(304.733)	0	193.362
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	225.265	0	272.830	0	(304.733)	0	193.362
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	(38.324)	0	(38.324)
5.05	Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	0	(21.582)	0	21.582	0	0
5.12.01	Realização res. reavaliação líquida	0	0	(21.582)	0	21.582	0	0
5.13	Saldo Final	225.265	0	251.248	0	(321.475)	0	155.038

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
QMRA - PARTICIPAÇÕES S.A.

19.09.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2006 A 31/12/2006 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAValiaÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	225.265	0	294.525	0	(279.303)	0	240.487
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	225.265	0	294.525	0	(279.303)	0	240.487
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	(47.125)	0	(47.125)
5.05	Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	0	(21.695)	0	21.695	0	0
5.12.01	Realização res. reavaliação líquida	0	0	(21.695)	0	21.695	0	0
5.13	Saldo Final	225.265	0	272.830	0	(304.733)	0	193.362

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2008	4 - 31/12/2007	5 - 31/12/2006
1	Ativo Total	300.581	311.607	267.597
1.01	Ativo Circulante	43.317	72.921	47.443
1.01.01	Disponibilidades	9.048	31.179	8.981
1.01.01.01	Numerário disponível	2.736	6.013	2.616
1.01.01.02	Aplicações no mercado aberto	6.312	25.166	6.365
1.01.02	Créditos	28.604	33.534	29.100
1.01.02.01	Clientes	25.340	31.248	26.824
1.01.02.01.01	Consumidores	26.293	32.061	27.718
1.01.02.01.02	(-) Provisão p/créd.de liq. duvidosa	(953)	(813)	(894)
1.01.02.02	Créditos Diversos	3.264	2.286	2.276
1.01.02.02.01	Rendas a receber	133	124	126
1.01.02.02.02	Impostos contr. sociais a compensar	2.657	1.794	1.787
1.01.02.02.03	Impostos contr. sociais diferidos	121	0	0
1.01.02.02.04	Títulos a receber	353	368	363
1.01.03	Estoques	591	634	707
1.01.03.01	Almoxarifado	591	634	707
1.01.04	Outros	5.074	7.574	8.655
1.01.04.01	Serviços em cursos	34	567	973
1.01.04.02	Redução de receita - baixa renda	653	2.435	696
1.01.04.03	Ativo regulatório	2.173	1.600	5.131
1.01.04.04	Outros	2.214	2.972	1.855
1.02	Ativo Não Circulante	257.264	238.686	220.154
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	91.180	62.903	34.226
1.02.01.01	Créditos Diversos	13.370	12.047	16.838
1.02.01.01.01	Consumidores	7.401	7.204	7.666
1.02.01.01.02	Depósitos judiciais	4.485	3.445	2.845
1.02.01.01.03	Impostos e contr. sociais a compensar	167	196	152
1.02.01.01.04	Impostos e contr. sociais diferidos	1.317	1.202	2.379
1.02.01.01.05	Títulos a receber	0	0	3.796
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	33.186	16.849	13.074
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	0	0	0
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	33.186	16.849	13.074
1.02.01.03	Outros	44.624	34.007	4.314
1.02.01.03.01	Ativo regulatório	40.717	28.954	4.204
1.02.01.03.02	Outros	3.907	5.053	110
1.02.02	Ativo Permanente	166.084	175.783	185.928
1.02.02.01	Investimentos	0	0	0
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2008	4 - 31/12/2007	5 - 31/12/2006
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	0	0	0
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	0	0	0
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	0	0	0
1.02.02.02	Imobilizado	164.159	174.476	184.722
1.02.02.03	Intangível	1.925	1.239	1.111
1.02.02.04	Diferido	0	68	95

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A

19.07 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2008 a 31/12/2008	4 - 01/01/2007 a 31/12/2007	5 - 01/01/2006 a 31/12/2006
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	223.197	204.866	211.163
3.02	Deduções da Receita Bruta	(73.100)	(71.396)	(70.289)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	150.097	133.470	140.874
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(113.479)	(87.396)	(106.684)
3.05	Resultado Bruto	36.618	46.074	34.190
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(32.231)	(38.419)	(29.264)
3.06.01	Com Vendas	(5.028)	(4.236)	(4.193)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(17.970)	(14.925)	(15.362)
3.06.03	Financeiras	(8.397)	(18.607)	(11.599)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	10.049	11.121	8.445
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(18.446)	(29.728)	(20.044)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(836)	(651)	1.890
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	4.387	7.655	4.926
3.08	Resultado Não Operacional	289	(391)	(345)
3.08.01	Receitas	923	607	404
3.08.02	Despesas	(634)	(998)	(749)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	4.676	7.264	4.581
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(542)	(1.966)	(943)
3.11	IR Diferido	(1.791)	(1.177)	(430)
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	(235)	(412)	(321)
3.12.01	Participações	(235)	(412)	(321)
3.12.01.01	Participações administradores	(235)	(412)	(321)
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	4.000	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	2.108	7.709	2.887
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Unidades)	115.905.275	115.905.275	115.905.275
	LUCRO POR AÇÃO (Reais)	0,01819	0,06651	0,02491
	PREJUÍZO POR AÇÃO (Reais)			

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A

19.08 - DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2008 a 31/12/2008	4 - 01/01/2007 a 31/12/2007	5 - 01/01/2006 a 31/12/2006
4.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	20.111	22.579	(23.310)
4.01.01	Caixa Gerado nas Operações	27.669	41.651	26.266
4.01.01.01	Lucro (Prejuízo) Exercício	2.108	7.709	2.887
4.01.01.02	Provisão p/Crédito Liq. Duvidosa	140	(81)	(37)
4.01.01.03	Depreciação e amortização	16.190	17.109	15.513
4.01.01.04	Enc.dívida,juros,v.mon. e camb.-líquida	13.113	11.656	9.832
4.01.01.05	Baixa do imobilizado	0	0	3.352
4.01.01.06	Ativo/Passivo (líquido) regulatório	(5.792)	1.143	(2.775)
4.01.01.07	Créditos tributários diferidos	1.826	1.177	430
4.01.01.08	Ajustes a Lei 11.638/2007	(184)	0	0
4.01.01.09	Provisão para contingências	0	0	(2.456)
4.01.01.10	Outras	268	2.938	(480)
4.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	(7.558)	(19.072)	(49.576)
4.01.02.01	Consumidores, conc. permissionários	5.591	(1.836)	(2.112)
4.01.02.02	Despesas antecip. e ativos regulatórios	6.226	5.421	0
4.01.02.03	Serviços em curso	1.281	48	(113)
4.01.02.04	Depósitos judiciais	(1.041)	(600)	0
4.01.02.05	Créditos compens. recolh. futuros	(967)	(309)	(490)
4.01.02.06	Fornecedores	866	2.478	(1.192)
4.01.02.07	Encargos emp. financiamentos pagos	(12.347)	(15.784)	(8.714)
4.01.02.08	Taxas regulamentares	(256)	(502)	599
4.01.02.09	Impostos cont. sociais e parcelamentos	(2.445)	(2.750)	(48.803)
4.01.02.10	Passivos regulatórios	(7.059)	(1.490)	0
4.01.02.11	Tít. Val. Mobil. Devedores Diversos	661	(980)	0
4.01.02.12	Entidade Prev.Priv. e outras obrigações	(181)	(986)	(562)
4.01.02.13	Outros	2.113	(1.782)	11.811
4.01.03	Outros	0	0	0
4.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	(6.522)	(10.029)	(11.156)
4.02.01	No Imobilizado	(6.861)	(10.576)	(12.289)
4.02.02	Decréscimo/Ac réscimo obrig.especiais	1	547	1.146
4.02.03	Outras	338	0	(13)
4.03	Caixa Líquido Atividades Financiamento	(35.720)	9.648	36.213
4.03.01	Mútuos c.partes relacionadas - líquido	(14.259)	(16.050)	14.015
4.03.02	Novos empréstimos e financiamentos	55	92.826	59.157
4.03.03	Pagamentos empréstimos - principal	(16.053)	(67.128)	(36.959)
4.03.04	Pagt/rec.Jrs s.cap/próprio e dividendos	(5.463)	0	0
4.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	0	0	0
4.05	Aumento(Redução) de Caixa e Equivalentes	(22.131)	22.198	1.747
4.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	31.179	8.981	7.234
4.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	9.048	31.179	8.981

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A

19.09.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2008 A 31/12/2008 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	115.905	23	0	319	0	0	116.247
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	115.905	23	0	319	0	0	116.247
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	2.108	0	2.108
5.05	Destinações	0	0	0	106	(1.895)	0	(1.789)
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	(1.789)	0	(1.789)
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	106	(106)	0	0
5.05.03.01	Reserva Legal	0	0	0	106	(106)	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	(23)	0	0	(213)	0	(236)
5.12.01	Baixa p/adiant.futuro aumento capital	0	(23)	0	0	0	0	(23)

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE. PARANAPANEMA S.A

19.09.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2008 A 31/12/2008 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.12.02	Ajustes adoção a Lei 111.638/2007	0	0	0	0	0	(213)	(213)
5.13	Saldo Final	115.905	0	0	425	0	0	116.330

Data-Base - 31/12/2008

Reapresentação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A

19.09.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2007 A 31/12/2007 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAValiaÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	115.905	23	0	0	(1.327)	0	114.601
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	115.905	23	0	0	(1.327)	0	114.601
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	7.709	0	7.709
5.05	Destinações	0	0	0	319	(6.382)	0	(6.063)
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	(2.063)	0	(2.063)
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	(4.000)	0	(4.000)
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	319	(319)	0	0
5.05.03.01	Reserva Legal	0	0	0	319	(319)	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	0	0	0	0	0	0
5.13	Saldo Final	115.905	23	0	319	0	0	116.247

Data-Base - 31/12/2008

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.DISTR.DE EN.EL.VALE PARANAPANEMA S.A

19.09.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2006 A 31/12/2006 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAValiação	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	115.905	23	0	0	(4.214)	0	111.714
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Ajustado	115.905	23	0	0	(4.214)	0	111.714
5.04	Lucro / Prejuízo do Período	0	0	0	0	2.887	0	2.887
5.05	Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.05.01	Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
5.05.02	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0
5.05.03	Outras Destinações	0	0	0	0	0	0	0
5.06	Realização de Reservas de Lucros	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Ajustes de Avaliação Patrimonial	0	0	0	0	0	0	0
5.07.01	Ajustes de Títulos e Valores Mobiliários	0	0	0	0	0	0	0
5.07.02	Ajustes Acumulados de Conversão	0	0	0	0	0	0	0
5.07.03	Ajustes de Combinação de Negócios	0	0	0	0	0	0	0
5.08	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0	0
5.09	Constituição/Realização Reservas Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.10	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0	0
5.11	Outras Transações de Capital	0	0	0	0	0	0	0
5.12	Outros	0	0	0	0	0	0	0
5.13	Saldo Final	115.905	23	0	0	(1.327)	0	114.601

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA

19.02 - PEDIDOS EM CARTEIRA NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

1 - ITEM	2 - DESCRIÇÃO DOS PEDIDOS	3 - VALOR DOS PEDIDOS NO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	4 - VALOR DOS PEDIDOS NO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	5 - VALOR DOS PEDIDOS NO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)
99	ENCOMENDAS NÃO ATENDIDAS	0		

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA

19.09.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2008 A 31/12/2008 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Data-Base - 31/12/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA

19.09.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2006 A 31/12/2006 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LÚCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00319-0	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL REDE ENERGIA S.A.	3 - CNPJ 61.584.140/0001-49
---------------------------	---	--------------------------------

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL EMP.ENER. MATO GROSSO SUL S.A. - ENERSUL
--

19.02 - PEDIDOS EM CARTEIRA NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

1- ITEM	2 - DESCRIÇÃO DOS PEDIDOS	3 - VALOR DOS PEDIDOS NO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	4 - VALOR DOS PEDIDOS NO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)	5 - VALOR DOS PEDIDOS NO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais Mil)
99	ENCOMENDAS NÃO ATENDIDAS	0		

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA	
DENOMINAÇÃO SOCIAL	
EMP.ENER. MATO GROSSO SUL S.A. - ENERSUL	

19.09.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2008 A 31/12/2008 (Reais Mil)								
1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LÚCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Representação por Exigência CVM Nº Ofício 21/2009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.ENER. MATO GROSSO SUL S.A. - ENERSUL

19.09.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2007 A 31/12/2007 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Data-Base - 31/12/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
00319-0	REDE ENERGIA S.A.	61.584.140/0001-49

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
EMP.ENER. MATO GROSSO SUL S.A. - ENERSUL

19.09.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2006 A 31/12/2006 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LÚCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL	9 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO

ANEXO I
Relatório de Rating

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

Oferta pública de distribuição de debêntures simples

EMITENTE

Rede Energia

Relatório Preliminar de Rating

Quarta oferta pública de distribuição de 370.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, no valor nominal total de R\$ 370.000.000,00, de emissão da holding Rede Energia S.A., Companhia Aberta.

Novembro de 2009





Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fico: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da Rede Energia S.A.

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

I. INFORMAÇÕES SOBRE O RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING - RPR

O QUE É - O RPR é um relatório completo, fruto de uma acurada análise de riscos, mas que utiliza em sua elaboração informações preliminares, ou seja, os documentos e contratos estão na forma de minutas. Nesta fase, todos os valores e os relacionamentos entre os vários agentes da operação (emissores, estrutura legal, bancos envolvidos, lastros, fiel depositário, custodiantes, cobradores etc.) precisam estar definidos. Normalmente, mas não necessariamente, este RPR precede à emissão propriamente dita.

O QUE SE EXIGE - Nesta fase todos os documentos são exigidos e o RPR se inicia somente após a visita de due diligence.

PARA QUE SERVE - O RPR é uma análise completa dos riscos que envolvem a operação, assim como a opinião da LFRating sobre o nível de riscos de repagamento. Por utilizar-se, em parte, de minutas, a condição de Rating Preliminar é necessária. Em resumo, isto significa que algumas informações não são definitivas e podem ser modificadas antes da emissão efetiva dos títulos. Assim, o RPR pode ser utilizado pelo estruturador para negociar os títulos no mercado, mas o comprador ficará ciente de que a nota poderá ser alterada, caso algumas das condições originais não se confirmem quando do recebimento dos documentos definitivos.

PARA QUE NÃO SERVE - Como classificação de risco final da operação. Quem adquirir títulos com classificação preliminar deverá saber que a manutenção ou não da nota de classificação depende do estruturador manter as condições propostas à LFRating.

VALIDADE DO RELATÓRIO - O RPR tem prazo de validade de 30 dias da data da emissão. Dependendo de negociação com o estruturador, LFRating pode estender o prazo por mais 60 dias, sempre homologada pelo Comitê que realizou a avaliação inicial. Depois de ultrapassada a validade máxima, ou no caso de não ser renovada, toda a avaliação precisará ser refeita e um novo contrato assinado.

PROCEDIMENTOS - A confecção do RPR necessita de 20 a 25 dias úteis, contados a partir do recebimento de todo o material solicitado e da visita de due diligence. Basicamente, as fases são as seguintes: 1 – Reunião com o estruturador; 2 – Recebimento das informações básicas da operação; 3 – Leitura e avaliação do material recebido; 4 – Confrontação legal; 5 – Visita de due diligence; 6 – Análise econômico-financeira e de fluxo de caixa do emissor; 7 - Definição dos riscos; 8 - Reunião de Pré-Comitê; 9 – Elaboração do Relatório; 10 – Reunião do Comitê; 11 – Definição da Nota de Rating Preliminar; 12 – Aceitação pelo emissor ou estruturador.

Se houver contestação de algum entendimento por parte do emissor ou estruturador, o processo poderá ser reiniciado.

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

2/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da **Rede Energia S.A.**

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

II. BASE LEGAL

A debênture é valor mobiliário, de livre negociação, registrado na Comissão de Valores Mobiliários quando objeto de distribuição pública, que confere ao seu titular direito de crédito contra a empresa emitente, nas condições constantes da escritura de emissão e, se houver, do certificado. Em sua configuração atual, as debêntures têm origem nas Leis nº 6.385/76, de 7.dez.76 e nº 6.404/76, de 15.dez.76, alteradas pela Lei nº 10.303/01, de 31.out.01 e pela Lei nº 11.638, de 28.dez.07, aplicando-se normas regulamentares editadas pelo Conselho Monetário Nacional, Comissão de Valores Mobiliários - CVM e Banco Central do Brasil.

III. VISÃO GERAL

Por meio deste Relatório, conforme contrato firmado que prevê a atualização - *status quo* - do rating a cada doze meses, **LFRating** está avaliando o risco da quarta oferta pública de distribuição de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da Rede Energia S.A.

O Comitê de Classificação de Risco da **LFRating** ("COMITÊ"), em reunião realizada em 30.nov.09, na condição de rating preliminar, atribuiu a classificação "A", em moeda local, para os títulos integrantes da emissão referida no parágrafo acima, com as características adiante, sendo que, para qualquer dúvida, prevalece o contido na Escritura da Emissão e no Prospecto de Oferta Pública (PROSPECTO), versões preliminar e definitiva.

Observação: em 2009, com base em contratações diretas específicas, LFRating classificou o risco de duas operações estruturadas de controladas da Rede Energia S.A., a saber, Cédulas de Crédito Bancário (CCBs) de emissão da Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa, no valor nominal total de R\$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais), que recebeu a classificação "A" em reunião do COMITÊ realizada em 10.jul.09; e CCBs de emissão da Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat, no valor nominal total de R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), que recebeu a classificação "AA", em reunião realizada em 29.set.09.

Características da Emissão

- 1) **Emitente:** Rede Energia S.A. (REDE ENERGIA ou EMITENTE).
- 2) **Coordenador Líder:** Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB).
- 3) **Título:** debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária (DBS).
- 4) **Ato societário que autorizou a emissão:** Reunião do Conselho de Administração (RCA) realizada em 23.out.09.
- 5) **Forma de distribuição:** Oferta Pública (OFERTA), com registro prévio na Comissão de Valores Mobiliários (CVM).
- 6) **Prazo das DBS:** 5 (cinco) anos, a contar da Data de Emissão, ressalvadas as hipóteses de Vencimento Antecipado e Resgate Antecipado estabelecidas na Escritura de Emissão (ESCRITURA).

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

3/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da **Rede Energia S.A.**

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

- 7) **Data de Emissão:** data da integralização da primeira subscrição das DBS (com previsão de que ocorra na segunda quinzena de dez.09).
- 8) **Data de vencimento:** no 5º (quinto) aniversário da Data de Emissão.
- 9) **Valor total da emissão:** R\$ 370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais).
- 10) **Agente Fiduciário:** Pavarini D'TVM Ltda. (PAVARINI).
- 11) **Banco Mandatário e Instituição Depositária:** Banco Bradesco S.A. (BRADESCO).
- 12) **Quantidade de títulos emitidos:** 370.000 (trezentos e setenta mil), passível de aumento por emissão de (i) debêntures adicionais, em até 20% (vinte por cento) sobre a quantidade original, nos termos do art. 14 da Instrução CVM 400, e (ii) debêntures suplementares, em até 15% (quinze por cento) sobre a quantidade original, nos termos do art. 24 da Instrução CVM 400.
- 13) **Valor nominal unitário:** R\$ 1.000,00 (um mil reais).
- 14) **Tipo de garantia:** garantia fidejussória representada por fiança das controladoras da REDE ENERGIA, que assumem, na ESCRITURA, em caráter irrevogável e irretroatável, a condição de fiadoras e principais pagadoras do valor total da dívida da EMITENTE representada pelas DBS, na Data de Emissão, acrescido da Remuneração, se for o caso, e dos encargos moratórios aplicáveis, bem como das demais obrigações pecuniárias acessórias previstas nesta Escritura, inclusive, mas não limitado, aquelas devidas ao Agente Fiduciário.
- 15) **Intervenientes Anuentes e Fiadores:** Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (EEVP), autorizada por RCA realizada em 23.out.09 e Denerge – Desenvolvimento Energético S.A. (DENERGE), autorizada por Reunião da Diretoria Executiva (RDE) realizada em 21.out.09, empresas que, no conjunto, detêm o controle acionário da EMITENTE.
- 16) **Substituição da fiança:** a ESCRITURA admite essa hipótese e define que a fiança dos controladores somente poderá ser substituída por fiança bancária, outorgada em benefício dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, emitida por instituição financeira com classificação de risco em escala nacional equivalente a, no mínimo, “brAA”, conferida por agência de classificação de risco.
- 17) **Carência:** 30 (trinta) meses para a amortização do principal e 6 (seis) meses para o pagamento da remuneração.
- 18) **Amortizações:** serão realizadas em 6 (seis) parcelas semestrais, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no 30º mês a contar da Data de Emissão e o último pagamento na Data de Vencimento.
- 19) **Pagamento da remuneração:** será feito semestralmente, a partir da Data de Emissão, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no 6º (sexto) mês contado da Data da Emissão e o último pagamento na Data de Vencimento.
- 20) **Remuneração:** a remuneração das DBS será definida em procedimento de *bookbuilding*, sendo que a remuneração assim definida será ratificada por RCA da REDE ENERGIA a se realizar após a finalização do *bookbuilding* e antes da concessão do registro da OFERTA pela CVM, cuja ata será arquivada na Junta Comercial do Estado de São Paulo (JUCESP) e será

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

4/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da **Rede Energia S.A.**

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

publicada nos jornais na data de publicação do Anúncio de Início de Distribuição (ANÚNCIO DE INÍCIO). O teto da remuneração é de Taxa DI acrescido de *spread* máximo de 3,4% a.a. (três vírgula quatro por cento ao ano).

21) Colocação e procedimento da distribuição: as DBS serão objeto de distribuição pública sob os regimes de melhores esforços e garantia firme de colocação a serem outorgados à REDE ENERGIA pelo BNB, sendo R\$300.000.000,00 (trezentos milhões de reais) ou seja 300.000 (trezentas mil) debêntures em regime de garantia firme de colocação e até R\$ 70.000.000,00 (setenta milhões de reais), ou seja 70.000 (setenta mil) debêntures em regime de melhores esforços de colocação.

22) Repactuação: as DBS não estarão sujeitas.

23) Resgate Antecipado Obrigatório: as DBS não estarão sujeitas.

24) Oferta de Resgate Antecipado: a REDE ENERGIA poderá, a seu exclusivo critério, realizar a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado das DBS (parcial ou total), com o consequente cancelamento de tais Debêntures, endereçada a todos os Debenturistas sem distinção, assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures de que forem titulares, na forma expressa na ESCRITURA.

25) Vencimento Antecipado: conforme a ESCRITURA, o Agente Fiduciário poderá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativas às DBS e exigir o pagamento do título na ocorrência de uma série de eventos de rotina. Neste contexto, o limite para protestos e inadimplementos é de R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais). Entre os eventos de vencimento antecipado incluem-se dois indicadores financeiros:

- (a) Dívida Líquida Consolidada/EBITDA Consolidado de no máximo 3,5x;
- (b) EBITDA Consolidado/Resultado Financeiro Consolidado igual ou superior a 2,0x.

Definições, de acordo com a ESCRITURA:

- (i) “EBITDA Consolidado” em relação aos 12 (doze) meses anteriores à data de apuração do índice – resultado antes dos juros, impostos, depreciação e amortização;
- (ii) “Resultado Financeiro Consolidado” em relação aos 12 (doze) meses anteriores à data de apuração do índice, significa a diferença entre as despesas com juros de empréstimos e financiamentos menos aplicações financeiras e juros ativos, conforme apresentados nas Demonstrações de Resultados;
- (iii) “Dívida Líquida Consolidada” significa, na data de apuração do índice, conforme apresentado nas Demonstrações Financeiras Consolidadas:

- (a) o saldo das dívidas onerosas de empréstimos e financiamentos consolidados da Emissora junto a pessoas físicas e/ou jurídicas, incluídos os empréstimos e financiamentos com terceiros, emissão de títulos de renda fixa, conversíveis ou não, no mercado de capitais local e/ou internacional, excluídos os valores das dívidas contraídas para investimento com obrigatoriedade governamental, tais como, mas não limitadamente, aquelas para o Programa Luz para Todos (LPT) e aquelas com recursos provenientes da Reserva Geral de Reversão (RGR), menos (b) as disponibilidades em

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

5/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

e

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografia, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da Rede Energia S.A.

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

caixa, as aplicações financeiras e os créditos de ativos regulatórios.

Para efeitos de cálculo da “Dívida Líquida Consolidada”, as Notas Perpétuas (*Perpetual Bonds*) emitidas pela REDE ENERGIA, em 28.mar.07 e 19.set.07, devem ser consideradas pelo seu valor em reais contabilizado pelo critério de marcação a mercado no último dia útil do mês anterior ao da Data de Emissão das Debêntures da presente Emissão.

26) **Plano de Distribuição:** (i) colocação em regime de garantia firme (cinco dias úteis contados da publicação do Anúncio de Início) e de melhores esforços (seis meses); (ii) no período entre o protocolo do pedido de registro na CVM e o registro foram realizadas apresentações para potenciais investidores; (iii) não existem lotes máximos ou mínimos de subscrição; (iv) não será concedido qualquer tipo de desconto e/ou repasse pelo Coordenador Líder aos investidores interessados em adquirir as DBS; (v) não será constituído fundo de sustentação de liquidez ou firmado contrato de garantia de liquidez para as DBS, e (vi) não será firmado contrato de estabilização de preços das DBS.

27) **Destinação dos recursos:** os recursos obtidos por meio da emissão das DBS serão destinados: (i) ao pagamento da obrigação principal e acessória das 32 (trinta e duas) Notas Promissórias da Segunda Emissão da REDE ENERGIA, o que ocorrerá de forma simultânea ao recebimento dos recursos oriundos da Emissão, e (ii) à composição do capital de giro da REDE ENERGIA, conforme definido nos PROSPECTOS.

IV. A ORIGEM DA OPERAÇÃO

Com a crise do segundo semestre de 2008, para fazer caixa, investidores que compraram as Notas Perpétuas (*Perpetual Bonds*) emitidas pela REDE ENERGIA em 2007 (juros de 11,125% a.a., pagamento trimestral), negociadas na Bolsa de Valores de Luxemburgo e cujas cotações estavam depreciadas no primeiro trimestre de 2009, queriam vender os seus títulos a qualquer preço.

Embora não exista compromisso de recompra dos bônus (por opção da REDE ENERGIA poderão ser resgatado a partir de 02.abr.12) para dar uma resposta a estes investidores, bem como aproveitar para realizar um ganho financeiro, a REDE ENERGIA procurou soluções de mercado. Na mesma época, com *spreads* altos, estava renovando as suas dívidas com prazos menores, haja vista a intenção de renová-las mais tarde a melhores taxas (por seu lado, os bancos também estavam operando com menores prazos).

Negociações com o BNB concluíram pela emissão de Notas Promissórias Comerciais (NPCs) para financiar a recompra dos *Perpetual Bonds* e fazer uma oferta de compra (*tender offer*) cujo Anúncio de Início deveria dar prazo de 30 dias para a liquidação. Por conta dessa operação, a REDE ENERGIA divulgou Fato Relevante em 01.jun.09, informando que havia iniciado no exterior uma oferta de Recompra dos *Perpetual Bonds*, cujo valor de face é de US\$ 575 milhões, emitidos pela REDE ENERGIA no mercado externo em 28.mar.07 (US\$ 400 milhões) e em 19.set.07 (US\$ 175 milhões), em conformidade com as isenções estabelecidas de acordo com o *Securities Act of 1933* dos Estados Unidos da América, estando a Recompra limitada ao valor total de R\$ 300 milhões; que os recursos necessários para a realização da Recompra seriam obtidos mediante captações financeiras, sob o regime de garantia firme de subscrição e colocação,

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

6/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirográfaria, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da **Rede Energia S.A.**

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

cujos termos e condições foram aprovados em Reunião do Conselho de Administração, e que a realização da Recompra e a efetivação das captações financeiras estavam sujeitas às condições do mercado local e internacional e a sua realização estava condicionada às referidas captações. Foram então, em jun.09, emitidas NPCs, com registro na CVM e distribuição pública, no valor de R\$ 320 milhões e prazo de 360 dias. Entre as cláusulas da súmula informativa das NPCs, destacamos:

Resgate Antecipado das NPCs: as Notas Promissórias poderão ser resgatadas, antecipadamente, a qualquer tempo, mediante a utilização de recursos proveniente, de captação de longo prazo, sem que haja o pagamento de prêmio.

Remuneração das NPCs: o Valor Nominal Unitário não será atualizado monetariamente. Esta Nota Promissória fará jus a uma remuneração equivalente à acumulação de 120% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros DI de um dia, over extra grupo. A Remuneração será calculada de forma exponencial e cumulativa, *pro rata temporis* por dias úteis decorridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário desde a Data de Emissão até a Data de Vencimento, com primeiro pagamento semestral de juros, no 180º dia a contar da Data de Emissão.

Destinação dos Recursos das NPCs: os recursos captados por meio da Emissão serão utilizados pela Emissora para a recompra das Notas Perpétuas ("Perpetual Bonds") emitidas pela Companhia em 28.mar.07 e em 19.set.07, colocadas no mercado internacional ("Recompra"), bem como as despesas relacionadas à Recompra, sendo o eventual saldo remanescente destinado ao pagamento de demais dívidas da Emissora. Na eventualidade da Emissora não conseguir recomprar os Perpetual Bonds, deverá utilizar os recursos captados integralmente no pagamento de outras dívidas de maior risco, a critério da empresa, por serem de curto prazo, em até 3 (três) meses a contar da Data de Emissão. Findo o prazo de Recompra, será conhecido o valor do referido saldo remanescente, com o qual a Emissora estima pagar, prioritariamente, as seguintes dívidas, com custo médio de 17,85% ao ano: (i) R\$ 31.984.000,00, com vencimento em jul.09; (ii) R\$ 10.000.000,00 com vencimentos até jul.09; (iii) R\$ 10.000.000,00 com vencimentos até set.09; (iv) R\$ 15.000.000,00, com vencimentos até nov.09; (v) R\$ 17.000.000,00, com vencimentos até dez.09; (vi) R\$ 2.148.000,00, com vencimentos até jul.09; (vii) R\$ 15.666.666,00, com vencimentos até mar.10 (viii) R\$ 31.984.000,00, com vencimento em out.09; (ix) R\$ 10.000.000,00, com vencimentos até set.09; (x) R\$ 10.000.000,00, com vencimentos até jul.09; (xi) R\$ 10.000.000,00, com vencimentos até jun.09; (xii) R\$ 18.002.000,00, com vencimentos até abr.10; (xiii) R\$ 50.000.000,00, com vencimentos até ago.09; (xiv) R\$ 5.000.000,00, com vencimentos até mar.10; (xv) R\$ 30.374.000,00, com vencimentos até mar.10.

As NPCs foram adquiridas pelo BNB, Coordenador Líder também daquela emissão. Mais adiante, o BNB propôs alongar o perfil da dívida vinculada às NPCs, trocando-a por DBS, que é o que agora está sendo objeto de emissão e classificação de risco. Com os recursos captados por meio das NPCs, na *tender offer* foram recomprados 13,8% (valor de face de US\$ 78 milhões) dos *bonds* emitidos (valor de face US\$ 575 milhões) e cancelados. Face às cotações, a recompra ocorreu pelo preço US\$ 39 milhões (metade do valor de face), o que representou uma economia direta de 50% e a redução da base de cálculo de juros (esta sobre o valor de face). Como a emissão de NPCs foi de aproximadamente US\$ 150 milhões, o saldo (US\$ 111 milhões) foi utilizado para abater a maioria da dívida previamente listada na NPC (ver acima), cujo total era de R\$ 267

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

7/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da **Rede Energia S.A.**

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

milhões.

V. FUNDAMENTOS DA NOTA DE RATING

A nota **A**, em moeda nacional, atribuída a estas DBS da quarta emissão da REDE ENERGIA, com garantia fidejussória, de distribuição pública, reflete, no nível de *rating* preliminar, o entendimento do Comitê de Avaliação de Risco da **LFRating**, no momento em que esteve reunido, sobre a capacidade de pagamento da REDE ENERGIA e pelas garantias oferecidas. Neste contexto, destacamos:

Quanto ao risco principal – Diferentemente de títulos mais recentes vinculados a operações estruturadas, que procuram minimizar o risco de *default* com o uso de instrumentos jurídicos, como alienação fiduciária de recebíveis, carregados para *escrow account* sob administração conjunta e fiscalizada, esta DBS é um modelo tradicional (testado e aprovado), que contém adicionalmente garantia fidejussória representada pela fiança solidária dos controladores privados. A ESCRITURA declaradamente não prevê qualquer mecanismo de melhoria de liquidez etc, estando os pagamentos diretamente vinculados ao *cash flow* da REDE ENERGIA, que é o risco principal desta operação.

Dado ela ser uma *holding* pura, o seu caixa é creditado por meio de dividendos oriundos do capital e de amortização e juros atrelados aos mútuos realizados. Estas rotinas podem provocar deficiências pontuais no fluxo de caixa, obrigando-a, no extremo, a tomar recursos onerosos de curto prazo para cumprir com as obrigações assumidas.

Também há que se considerar que o dinheiro captado (mesmo considerando-se que a maior parte das DBS representa uma troca de ativos sem entrada de moeda) não ficará no caixa da REDE ENERGIA, que o repassará para as suas controladas na proporção das necessidades de cada uma e se imagina que os mútuos assim gerados tenham fluxo de retorno compatível com os prazos e datas de pagamento das PMT's das DBS.

Por outro lado, a captação a ser feita por meio das DBS não irá alterar de modo significativo a estrutura de endividamento da REDE ENERGIA. Na verdade será contabilmente extinta uma dívida de curto prazo (as NPCs), que representa cerca de 10% do total do endividamento, com alongamento do vencimento para 5 anos; de dinheiro “novo” efetivamente estarão entrando pouco menos de R\$ 50 milhões (considerando os juros de seis meses das NPCs), que serão direcionados para o giro. As amortizações e juros das DBS (com carências, respectivamente, de 30 meses e de 6 meses) representam parcelas relativamente pequenas frente ao fluxo de recursos movimentado pela REDE ENERGIA, que continua mantendo bom relacionamento com os bancos e com o mercado (a colocação no exterior de US\$ 575 milhões em bônus sem data de vencimento e sem compromisso de pagamento do principal é um bom exemplo disso).

O que se pode especular é que o que poderia efetivamente alterar a estrutura de capitais da REDE ENERGIA seria a entrada de um sócio estratégico, o que também poderia permitir o *pay out* para a BNDES Participações S.A.- BNDESPAR, caminho previsto no Acordo de Acionistas existente. Uma capitalização, que não está sendo cogitada neste Relatório, se por suposição vier

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

8/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da **Rede Energia S.A.**

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

a ocorrer nos próximos dois anos, teria seu efeito somado aos menores volumes anuais de investimento que, por conclusão de obras em andamento, passarão a ser requeridos a partir de 2011, fortalecendo o caixa da REDE ENERGIA e possibilitando a expansão dos negócios.

Quanto ao risco da garantia: nesta fase preliminar não avaliamos a capacidade de pagamento dos fiadores das DBS, que supomos não ser muito diferente da própria REDE ENERGIA. Na verdade, conceitualmente, a nota de *rating* atribuída é muito mais focada no risco de inadimplemento do que na garantia pós-*default*, pesando mais a existência de algum mecanismo de execução (“gatilho”) da garantia antes do inadimplemento do que na própria garantia em si, cuja execução pelos caminhos usuais pode demorar.

Quanto ao risco jurídico: a debênture é um título jurídico e comercialmente consagrado, com uma estrutura padrão definida e conhecida, regulada pela ESCRITURA e pela atuação do Agente Fiduciário, o que está sendo atendido na presente emissão. A sua distribuição está sendo feita por Oferta Pública, devidamente registrada na CVM e nos demais órgãos regulamentares para a sua negociação. A EMITENTE é uma companhia aberta, em dia com as suas obrigações na CVM e, além dela, todas as suas controladas têm suas demonstrações financeiras submetidas ao exame de auditores independentes. A administração dos negócios é feita por meio de gestão centralizada com ações de Governança Corporativa. Não é conhecido qualquer problema ou contestação de fatos ligados às concessões que regem as atividades das distribuidoras de energia elétrica controladas pela REDE ENERGIA. Tudo isto faz com que a percepção do risco jurídico seja muito pequena.

Quanto ao risco das informações – Todas as empresas REDE ENERGIA são auditadas externamente pela BDO Trevisan. Como de praxe da atividade da distribuição de energia elétrica, as demonstrações financeiras anuais e trimestrais são peças completas, com todas as informações requeridas. Junte-se a isso que quatro das empresas (incluindo a *holding*) são companhias abertas; que a REDE ENERGIA está implantando sistemas de controle gerencial (SAP completo, que deve estar operacional em 2010); que pratica ações de Governança Corporativa voltadas para a melhor administração do empreendimento; que é totalmente fiscalizada pela ANEEL, e que, no caso específico da DBS, conta com Agente Fiduciário que, entre as suas atividades de rotina, fiscalizará trimestralmente a manutenção de índices financeiros específicos com capacidade de provocar eventos de vencimento antecipado do título. Ou seja, a percepção da sensação deste tipo de risco é mínima.

Quanto ao risco da continuidade do negócio – A atividade econômica exercida pelas controladas da REDE ENERGIA que, à exceção da comercializadora e das duas geradoras, são todas concessionárias para a distribuição exclusiva de um insumo de utilidade pública municipal por meio de concessão regulada pela ANEEL (que obriga/acompanha a realização de compromissos) faz com que a percepção da sensação do risco de descontinuidade seja pequena. Isto é possível mesmo considerando-se o conjunto das situações econômico-financeiras de suas controladas (responsabilidade da *holding*), a maioria – notadamente as da Região Norte - com relação dívida líquida/EBITDA com necessidade de atenção, mas que deve conter o entendimento de que a qualquer problema mais grave a concessão pode ser retomada pelo Estado sem a paralisação das atividades de distribuição de energia elétrica.

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

9/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da Rede Energia S.A.

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

V. A EMITENTE

Este Relatório faz parte do conjunto de informações apresentadas pela EMITENTE que compõem o Prospecto de Oferta Pública, com os dados necessários para o entendimento da operação, da EMITENTE e de suas controladas, e do seu setor de atividade.

Por consequência, não iremos repetir informações disponíveis no entorno deste Relatório em meio ao PROSPECTO. Porém, para que ele possa ser lido isoladamente sem comprometer o nexo, neste tópico vamos sumarizar alguns dados da EMITENTE.

A REDE ENERGIA é uma *holding* pura, do setor da energia elétrica, controladora de nove empresas de distribuição, duas empresas geradoras e uma empresa comercializadora.

O conjunto de concessionárias de distribuição de energia elétrica da REDE ENERGIA teve início com a Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB (1903), que abastece 15 municípios da região de Bragança Paulista, entre os estados de São Paulo (cinco municípios) e Minas Gerais (dez municípios). Na década de 80, surgiram a Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. - EVP (1980), com sede em Assis e que atende 27 municípios das regiões Média Sorocabana e Alta Paulista; a Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE (1984), com sede em Catanduva e que atua numa área de concessão que engloba 15 municípios da região de Catanduva e Novo Horizonte; e a Caiuá Distribuição de Energia S.A. - CAIUÁ (1985), com sede em Presidente Prudente e que atende 24 municípios das regiões Alta Sorocabana e Alta Paulista. Em 1989, no recém-criado Tocantins, participou do leilão de privatização da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, cuja condição para vencer era apresentar o maior plano de investimentos no estado para os 10 anos seguintes. O grupo investiu R\$ 106 milhões na região no período estipulado. Em 1995, adquiriu a Companhia Força e Luz do Oeste - CFLO, que atende Guarapuava, município do Paraná. Em 1997, ganhou o leilão de privatização da Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, Companhia Aberta desde 25.out.94, que atende 141 municípios do estado e, em 1998, o da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, Companhia Aberta desde 14.jun.99), que fornece energia para todos os 143 municípios paraenses. Em 2001, a REDE ENERGIA construiu a Usina Hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães (UHE Lajeado), no Tocantins, considerado o maior empreendimento na geração de energia elétrica da iniciativa privada. Em 2008, trocou sua participação nesta Usina por 100% das ações da Empresa de Energia Elétrica de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL, Companhia Aberta desde 28.ago.81, presente em 73 dos 78 municípios sulmatogrossenses.

Em termos consolidados, este conjunto apresentou a estrutura de capitais e os resultados apresentados nos quadros a seguir.

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

10/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Faxe: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirográfaria, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da Rede Energia S.A.

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

REDE ENERGIA - Balanço Patrimonial Consolidado - Em R\$ milhares						
Posição em	31.dez.07	%	31.dez.08	%	30.set.09	%
Ativos Erráticos	791.328	8,0	614.455	5,4	609.958	5,3
Caixa e Bancos	612.309	6,2	395.951	3,5	384.421	3,3
Serviço em curso	50.125	0,5	79.850	0,7	102.356	0,9
Outros ativos erráticos	128.894	1,3	138.654	1,2	123.181	1,1
Ativos Cíclicos	1.142.693	11,5	1.536.357	13,6	1.847.042	16,1
Consumidores (liq da prov p/ créd liq duvidosa)	805.010	8,1	1.169.710	10,3	1.300.030	11,3
Impostos e contribuições sociais a compensar	107.150	1,1	157.032	1,4	208.991	1,8
Estoques	35.239	0,4	42.664	0,4	35.028	0,3
Outros ativos cíclicos	195.294	2,0	166.951	1,5	302.993	2,6
Ativo Circulante	1.934.021	19,5	2.150.812	19,0	2.457.000	21,4
Ativos Não Cíclicos	7.984.897	80,5	9.183.365	81,0	9.040.726	78,6
Ativo Realizável a Longo Prazo	2.025.204	20,4	2.838.456	25,0	3.016.173	26,2
Consumidores (liq da prov p/ créd liq duvidosa)	315.750	3,2	331.975	2,9	336.406	2,9
Partes relacionadas	254.941	2,6	315.703	2,8	376.381	3,3
Outros	1.454.513	14,7	2.190.778	19,3	2.303.386	20,0
Ativo Permanente	5.959.693	60,1	6.344.909	56,0	6.024.553	52,4
Investimentos	766.639	7,7	176.096	1,6	171.986	1,5
Intangível, líquido	36.157	0,4	503.293	4,4	513.674	4,5
Imobilizado, líquido (inclui Diferido)	5.156.897	52,0	6.017.712	53,1	5.682.865	49,4
Ativo Total	9.918.918	100,0	11.334.177	100,0	11.497.726	100,0
Passivos Erráticos	534.518	5,4	1.116.599	9,9	1.480.560	12,9
Em prêmios e financiamentos CP	375.617	3,8	1.015.395	9,0	1.388.022	12,1
Em prêmios, financiamentos e encargos	345.956	3,5	1.015.395	9,0	1.388.022	12,1
Debêntures e encargos	29.661	0,3	0	0,0	0	0,0
Outros passivos erráticos	158.901	1,6	101.204	0,9	92.538	0,8
Passivos Cíclicos	1.085.614	10,9	1.404.062	12,4	1.665.183	14,5
Fornecedores	424.859	4,3	534.954	4,7	574.450	5,0
Impostos, contribuições sociais e parcelamentos	349.150	3,5	409.284	3,6	501.225	4,4
Obrig do prog eficiência energética + passivos regulatórios	138.687	1,4	179.360	1,6	196.678	1,7
Outras obrigações	172.918	1,7	280.464	2,5	392.830	3,4
Folha de pagamento, indeniz trabalhistas, benefícios	65.485	0,7	93.699	0,8	126.195	1,1
Obrigações estimadas	31.993	0,3	72.132	0,6	129.007	1,1
Credores diversos	75.440	0,8	114.633	1,0	137.628	1,2
Passivo Circulante	1.620.132	16,3	2.520.661	22,2	3.145.743	27,4
Passivos Não Cíclicos	8.298.786	83,7	8.813.516	77,8	8.351.983	72,6
Exigível a Longo Prazo	5.747.396	57,9	6.290.510	55,5	5.767.332	50,2
Em prêmios e financiamentos LP	3.112.884	31,4	3.469.282	30,6	3.392.789	29,5
Em prêmios, financiamentos e encargos	3.074.447	31,0	3.469.282	30,6	3.392.789	29,5
Debêntures e encargos	38.437	0,4	0	0,0	0	0,0
Provisões para passivos contingentes	20.406	0,2	109.379	1,0	91.217	0,8
Outras obrigações	2.614.106	26,4	2.711.849	23,9	2.283.326	19,9
Impostos, cont sociais e parcelamentos	968.345	9,8	1.144.344	10,1	623.949	5,4
Obrig do prog eficiência energética + pass regulatório	144.414	1,5	225.140	2,0	207.023	1,8
Subvenção ICMS - CCC	98.187	1,0	100.925	0,9	100.925	0,9
Encargos tributários s/ reserva reavaliação	604.281	6,1	538.451	4,8	478.623	4,2
Plano de após. e pensão, indeniz trabalhistas, benefícios	309.228	3,1	208.817	1,8	179.192	1,6
Partes relacionadas	205.535	2,1	214.719	1,9	218.909	1,9
Diversas	284.116	2,9	279.453	2,5	474.705	4,1
Participação de acionistas não controladores	1.784.600	18,0	1.388.660	12,3	1.505.927	13,1
Patrimônio Líquido	766.790	7,7	1.134.346	10,0	1.078.724	9,4
Capital social realizado	599.376	6,0	714.552	6,3	714.552	6,2
Reservas de capital (inclui recursos p/ aumento capital 2007)	7.380	0,1	4.458	0,0	4.458	0,0
Reservas de reavaliação	619.465	6,2	559.390	4,9	493.139	4,3
Prejuízos acumulados	-459.431	(4,6)	-144.054	(1,3)	-133.425	(1,2)
Passivo Total	9.918.918	100,0	11.334.177	100,0	11.497.726	100,0

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

11/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fico: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirográfaria, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da Rede Energia S.A.

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

REDE ENERGIA - Demonstração do Resultado Consolidado - Em R\$ milhares

Exercício social de	2007	%	2008	%	2009 (*)	%
Receita Operacional Bruta	5.179.668	157,0	6.075.141	152,0	5.605.929	149,4
Deduções	-1.879.477	(57,0)	-2.079.385	(52,0)	-1.854.489	(49,4)
Receita Operacional Líquida	3.300.191	100,0	3.995.756	100,0	3.751.440	100,0
Custos dos Produtos e Serviços Prestados	-2.172.977	(65,8)	-2.835.918	(71,0)	-2.813.890	(75,0)
Energia elétrica comprada para revenda	-1.289.503	(39,1)	-1.733.834	(43,4)	-1.794.646	(47,8)
Encargo de uso do Sistema de Transmissão	-159.352	(4,8)	-222.918	(5,6)	-289.804	(7,7)
Depreciação e amortização	-307.778	(9,3)	-324.028	(8,1)	-261.035	(7,0)
Outros custos da operação	-416.344	(12,6)	-555.138	(13,9)	-468.405	(12,5)
Lucro Bruto	1.127.214	34,2	1.159.838	29,0	937.550	25,0
Despesas/Receitas Operacionais (exclusivo financeiras)	-424.895	(12,9)	-432.110	(10,8)	-379.842	(10,1)
Despesas com vendas	-162.606	(4,9)	-144.210	(3,6)	-124.428	(3,3)
Gerais e administrativas	-237.131	(7,2)	-269.675	(6,7)	-253.612	(6,8)
Outras despesas operacionais	-25.158	(0,8)	-18.225	(0,5)	-1.802	(0,0)
EBIT ou Resultado da Atividade	702.319	21,3	727.728	18,2	557.708	14,9
Resultado de participações societárias	-23.496	(0,7)	-20.063	(0,5)	0	0,0
Resultado financeiro	-376.336	(11,4)	-186.044	(4,7)	-488.523	(13,0)
Receitas financeiras	443.839	13,4	1.202.934	30,1	1.101.084	29,4
Despesas financeiras	-820.175	(24,9)	-1.388.978	(34,8)	-1.589.607	(42,4)
Outras receitas e despesas (líquidas)	-25.516	(0,8)	-62.641	(1,6)	0	0,0
Resultado operacional	276.971	8,4	458.980	11,5	69.185	1,8
Resultado não operacional	0	0,0	0	0,0	-29.473	(0,8)
Resultado antes tributação / participações	276.971	8,4	458.980	11,5	39.712	1,1
Provisão para I. de Renda e C. Social (diferido)	-122.486	(3,7)	-172.640	(4,3)	34.032	0,9
Lucro antes das part e da reversão juros s/ cap próprio	154.485	4,7	286.340	7,2	73.744	2,0
Participação dos administradores	-4.673	(0,1)	-2.137	(0,1)	-5.074	(0,1)
Participações de partes beneficiárias	-6.622	(0,2)	-4.963	(0,1)	0	0,0
Reversão dos juros sobre o capital próprio	39.201	1,2	1.504	0,0	0	0,0
Participação dos minoritários	-153.721	(4,7)	-75.406	(1,9)	-124.292	(3,3)
Lucro (prejuízo) líquido do período	28.670	0,9	205.338	5,1	-55.622	(1,5)
EBITDA	1.010.097	30,6	1.051.756	26,3	818.743	21,8

(*) Resultados de 9 meses

Indicadores não-tradicionais

Capital de Giro (CDG) (i)	313.889	-369.849	-688.743
Necessidade de Cap. Giro (NCG) (ii)	57.079	132.295	181.859
Saldo em Tesouraria (ST) (iii)	256.810	-502.144	-870.602
Taxa de Autofinanciamento (iv)	450%	-380%	-479%
Ciclo financeiro, em dias (v)	6	12	13

(i) Pass Não Cíclic - Ativo Não Cíclic; (ii) Ativo cíclico - Passivo Cíclico; (iii) CDG - NCG ou At. Erráticos - Pass Erráticos; (iv) Saldo em Tesouraria (ST) / NCG; (v) $[NCG / Vendas] \times \text{prazo}$

Indicadores tradicionais

Liquidez Corrente (vi)	1,2	0,9	0,8
Liquidez Geral (vii)	0,4	0,5	0,5
Endividamento a Curto Prazo (viii)	211%	222%	292%
Endividamento Global (ix)	1194%	899%	966%
Giro do Ativo (x)	0,3	0,4	0,3
Rotação do Patrimônio Líquido (xi)	4	4	3

(vi) Ativo Circulante (AC) / Passivo Circulante (PC); (vii) $AC + Realizável Longo Prazo (ARLP) / PC + Exigível a Longo Prazo (PELP) + Participação de Acionistas Minoritários (PAM)$; (viii) $PC / Patrimônio Líquido (PL)$; (ix) $PC + PELP + PAM / PL$; (x) $Receita$

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

12/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografia, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da **Rede Energia S.A.**

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

VI. PARTICIPANTES DA OPERAÇÃO

Emitente: Rede Energia S.A., companhia aberta de capital autorizado, com sede à Avenida Paulista, nº 2.439, 5º andar, na Cidade São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.584.140/0001-49. Contato: Sr. Wilson K. Amarante, tel.: 11 3066 2218, e-mail: wilson.amarante@redenergia.com.

Agente Fiduciário: Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda., com sede à Rua Sete de Setembro, 99, 24º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 15.227.994/0001-50.

Interveniente Anuente e Fiador: Empresa de Eletricidade Vale Parapanema S.A., sociedade anônima de capital fechado, com sede à Avenida Paulista, nº 2.439 - 4º andar/parte, cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF nº 60.876.075/0001-62.

Interveniente Anuente e Fiador: Denerge Desenvolvimento Energético S.A., sociedade anônima de capital fechado, com sede à Avenida Paulista, nº 2.439 - 3º andar/parte, cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF nº 45.661.048/0001-89.

Banco Mandatário e Instituição Depositária: Banco Bradesco S.A.

Coordenador Líder: Banco do Nordeste do Brasil S.A.

Agência de Rating: LFRating, estabelecida na cidade do Rio de Janeiro, RJ, à Rua Araújo Porto Alegre, 36, 8º andar, parte.

Para finalizar, esclarecemos que não estamos emitindo juízo de valor sobre a REDE ENERGLA, suas controladas ou sobre a sua administração, restringindo-se nossa opinião à classificação das DBS com as características "status quo" mencionadas neste Relatório Preliminar de Rating.

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

13/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da **Rede Energia S.A.**

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

INFORMAÇÕES NECESSÁRIAS DO AVALIADOR - LFRating

LFRating foi criada em 2002 como complemento dos serviços de avaliação de instituições financeiras e não financeiras que a Lopes Filho & Associados já realizava há 26 anos. É formada por profissionais de elevada experiência em avaliação corporativa, que uniram seus conhecimentos para prover o mercado brasileiro de serviços de análise de risco de todas as modalidades, baseados em três princípios fundamentais.

- independência entre o processo e o objeto de classificação;
- transparência dos fundamentos da classificação; e
- capacidade técnica e ética irreprovável de todos os envolvidos na classificação.

LFRating produz ratings de emissões de empresas nacionais, utilizando-se da *expertise* de seus analistas e de uma cultura formada ao longo de mais de 32 anos em trabalhos de análises e avaliações de empresas, bancos e fundos de investimentos para os mais diversos propósitos.

Um rating emitido por **LFRating** é o resultado de uma criteriosa análise que envolve:

- uma definição precisa dos riscos envolvidos no objeto avaliado;
- a análise detalhada de uma extensa gama de informações estruturais, estratégicas e econômico-financeiras;
- um pormenorizado trabalho de *due diligence*, incluindo abrangente entrevista com os dirigentes e responsáveis pela emissão e pela administração das garantias; e
- um capacitado comitê de avaliação que definirá o rating adequado para expressar o entendimento do **LFRating** sobre o risco de crédito do avaliado.

A equipe de análise é especializada e formada por:

Cristina Meyer (empresas e títulos)
Gabriela Miranda (títulos)
Graça Paiva (empresas e títulos)
Helio Darwich Nogueira (bancos)
Hugo Azevedo (títulos)
João Batista Simões (empresas e títulos)
Joel Sant'Ana Junior (empresas, títulos, fundos e cooperativas)
José Luiz Marques da Silva (empresas e títulos)
Julio Flavio Souza Lima (bancos)
Michelle Pereira (empresas, títulos e fundos)
Rodrigo Pires (empresas, títulos e fundos)
Rubem Crusius (empresas e títulos)
Tarciso Gouveia (cooperativas)

O Comitê de Rating é presidido por Joel Sant'Ana Junior e formado por pelo menos dois analistas envolvidos na avaliação em questão, além de dois outros componentes, no mínimo. A escala utilizada para classificação de emissões diversas é baseada em nossa experiência e ajustada ao longo do tempo por fatos concretos que alterem a estrutura do Sistema Financeiro Nacional ou da Economia Brasileira.

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

14/15



Rua Araújo Porto Alegre, 36/8
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (55) 21-2210-2152
Fax: (55) 21-2240-2828
e-mail: info@lfrating.com

A

As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.

O rating de emissão da LFRating é formado por duas partes: a mais importante é derivada da interpretação de indicadores objetivos e subjetivos, que abrangem todos os pontos relevantes da emissão, do emissor e das garantias, primárias e secundárias. A outra parte é oriunda da avaliação de um comitê de rating que define a classificação.

Analistas
Rubem Crusius
(55) 21-2210-2152
rubem@lfrating.com

Joel Sant'Ana Junior
(55) 21-2210-2152
joel@lfrating.com

RELATÓRIO PRELIMINAR

30 DE NOVEMBRO DE 2009
VÁLIDO ATÉ
30 DE DEZEMBRO DE 2009

RELATÓRIO PRELIMINAR DE RATING

Quarta oferta pública de distribuição debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografia, com garantia fidejussória, em série única, de emissão da **Rede Energia S.A.**

Este é um rating preliminar, com prazo de validade de 30 (trinta) dias, prorrogado por mais 30 (trinta) dias. A sua elaboração deu-se a partir de documentos e informações preliminares, passíveis de serem alteradas quando da emissão do rating definitivo.

ESCALA DE RATING

O resultado final de um *rating* é expresso por uma nota, geralmente representada por uma letra ou um conjunto de letras. A existência deste tipo de análise nos mercados desenvolvidos há mais de um século tornou tradicional expressar estas notas pelas primeiras letras do alfabeto. **LFRating** utiliza-se desta forma de designar as notas para os *ratings* que realiza.

Para efeito de classificação legal, **LFRating** divide sua escala em três grandes grupos:

.NÍVEL SEGURO, para os *ratings* de AAA a BBB, com indicação de investimento;

.NÍVEL ACEITÁVEL, para os *ratings* de BB a B, com indicação de cautela;

.NÍVEL ALTO RISCO, para os demais *ratings*.

Para efeito de *rating* de emissões, garantias : (a) primárias são as derivadas da capacidade de geração de caixa consolidada do emissor; (b) secundárias são as iminentes à obrigação, quer sejam reais ou não; (c) terciárias são garantias complementares, normalmente seguro de crédito ou de performance e fiança.

NOTA

CONCEITO

AAA	Esta classificação é dada apenas para obrigações com excelentes garantias primárias, secundárias e terciárias, com alta liquidez e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros. O risco de inadimplência é praticamente nulo.
AA	As obrigações classificadas nesta faixa apresentam muito boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros. O risco de inadimplência é muito baixo.
A	As obrigações classificadas nesta faixa apresentam boas garantias primárias, secundárias e terciárias, com liquidez menor que às da faixa anterior e valor compatível com o valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. O risco de inadimplência é baixo.
BBB	Nesta faixa estão as obrigações que apresentam garantias primárias, secundárias e terciárias que ainda permitem a realização do valor do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. Risco de inadimplência baixo, mas superior ao da faixa anterior
BB	Nesta faixa estão as obrigações que apresentam garantias primárias, secundárias e terciárias com probabilidade de realização em valor menor que o valor do principal corrigido, acrescido dos juros. Risco de inadimplência possível.
B	As obrigações desta faixa possuem garantias primárias, secundárias ou terciárias com pouca possibilidade de cobrirem o pagamento do principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. Risco de inadimplência provável.
C	As obrigações que recebem esta classificação possuem garantias insuficientes para honrarem os compromissos de principal corrigido, acrescido dos juros da obrigação. Risco de inadimplência muito alto.
D	Nesta faixa, estão as obrigações que já se encontram em processo de inadimplência.

Obs.: Com o objetivo de diferenciar as empresas que apresentam diferenças sensíveis dentro de um mesmo segmento de rating, LFRating acrescenta sinais de + e - ao lado de cada nota de AA a C.

As informações utilizadas na realização deste rating são consideradas fidedignas, mas LFRating não pode garantir sua exatidão e integridade. Todos os dados foram verificados quanto à consistência e coerência, mas nenhuma auditoria local foi realizada para confirmar a existência de ativos ou numerário declarados. Este rating, também, não se constitui em uma recomendação de investimento neste título, com as perdas e ganhos correndo por risco do aplicador. Número sequencial deste Relatório: 2

15/15

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

ANEXO J

Cópia da Escritura da Emissão registrada junto à JUCESP

PÁGINA DEIXADA INTENCIONALMENTE EM BRANCO

**INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE
DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA
FIDEJUSSÓRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA REDE ENERGIA S.A.**

CELEBRADA ENTRE

REDE ENERGIA S.A.
como Emissora;

E

PAVARINI DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.
como Agente Fiduciário, representando a comunhão dos Debenturistas

E

EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A
como Interveniente Anuente

E

DENERGE – DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A
como Interveniente Anuente

4 DE DEZEMBRO DE 2009

INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA FIDEJUSSÓRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA REDE ENERGIA S.A.

INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA FIDEJUSSÓRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA REDE ENERGIA S.A.

Pelo presente instrumento particular,

REDE ENERGIA S.A., companhia aberta de capital autorizado constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Avenida Paulista, nº 2.439, 5º andar, na Cidade São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.584.140/0001-49 ("Emissora" ou "Companhia");

e, de outro lado,

PAVARINI DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA, sociedade limitada constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Rua Sete de Setembro, 99, 24º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 15.227.994/0001-50 ("Agente Fiduciário");

e,

EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A, sociedade anônima de capital fechado, constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Avenida Paulista, nº 2.439 - 4º andar/parte, cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF nº 60.876.075/0001-62, na qualidade de Interveniente Anuente e Fiadora;

e,

DENERGE – DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A, sociedade anônima de capital fechado, constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Avenida Paulista, nº 2.439 - 3º andar/parte, cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF nº 45.661.048/0001-89, na qualidade de Interveniente Anuente e Fiadora e, quando em conjunto com a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., "Fiadoras",

vêm, por esta, e na melhor forma de direito, celebrar este "Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A." ("Escritura"), mediante as seguintes cláusulas e condições:

**CLÁUSULA I
AUTORIZAÇÃO**

1.1. A Emissão foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 23 de outubro de 2009 ("RCA"), cuja ata será arquivada na Junta Comercial do Estado de São Paulo ("JUCESP") e publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo ("DOESP") e no jornal "Valor Econômico", em 4 de novembro de 2009, de acordo com o disposto no artigo 62, I, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), que deliberou sobre: (i) os termos e condições da Oferta e (ii) as condições constantes do artigo 59, parágrafo 1º da Lei das Sociedades por Ações.

**CLÁUSULA II
REQUISITOS**

A Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Companhia ("Emissão" ou "Oferta") será realizada com observância dos seguintes requisitos:

2.1. Arquivamento e Publicação das Atas que aprovam a Emissão e a Remuneração

2.1.1 A ata da RCA de 23 de outubro de 2009 foi arquivada na JUCESP sob o nº 419.934/09-1 em sessão de 29 de outubro de 2009, e publicada no jornal "Valor Econômico" e no "DOESP", nos termos do inciso I do artigo 62 da Lei das Sociedades por Ações, antes da publicação do Anúncio de Início (conforme abaixo definido).

2.1.2. A Reunião do Conselho de Administração da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. que deliberou sobre a concessão de fiança foi realizada em 23 de outubro de 2009, cuja ata foi arquivada na JUCESP sob o nº 429.000/09-1 em sessão de 4 de novembro de 2009, e publicada no DOESP e no jornal Diário de Notícias, em 6 de novembro de 2009.

2.1.3. A Reunião da Diretoria Executiva da Denerge – Desenvolvimento Energético S.A. que deliberou sobre a concessão de fiança foi realizada em 21 de outubro de 2009, cuja ata foi arquivada na JUCESP sob o nº 419.943/09-2 em sessão de 29 de outubro de 2009, e publicada no DOESP e no jornal Diário de Notícias, em 4 de novembro de 2009.

2.1.4. A Remuneração (conforme abaixo definido) das Debêntures será aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Companhia, que ratificará a remuneração definida em Procedimento de *Bookbuilding* (a seguir definido) a ser realizado na forma do item 3.5 abaixo. A Reunião do Conselho de Administração mencionada neste item será realizada após a finalização do procedimento de *Bookbuilding*, antes da concessão do registro da Oferta pela CVM, cuja ata será arquivada na JUCESP oportunamente e será publicada nos jornais acima mencionados na data de publicação do Anúncio de Início (conforme abaixo definido).

2.2. Arquivamento da Escritura

2.2.1 A presente Escritura e seus eventuais aditamentos foram inscritos na JUCESP, de acordo com o exigido pelo artigo 62, inciso II, da Lei das Sociedades por Ações.

2.3. Registro na CVM

A Emissão será registrada na CVM na forma da Lei no 6.385, de 07 de dezembro de 1976, conforme alterada, da Lei das Sociedades por Ações, da Instrução da CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400") e das demais disposições legais e regulamentares aplicáveis.

2.4. Registro na ANBIMA

A Emissão será registrada na Associação Brasileira de Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA") no prazo máximo de 15 (quinze) dias, contados da data da concessão do respectivo registro pela CVM, nos termos do Artigo 25 do Código Anbid de Regulação e Melhores Práticas para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários ("Código ANBID").

2.5. Registro para Distribuição e Negociação

As Debêntures serão registradas para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário, respectivamente através: (i) do SDT - Módulo de Distribuição de Títulos ("SDT") e do SND - Módulo Nacional de Debêntures ("SND"), ambos administrados e operacionalizados pela CETIP S.A. - Balcão Organizado de Ativos e Derivativos ("CETIP"), com a distribuição e negociação liquidadas na CETIP; e (ii) por meio do DDA – Sistema de Distribuição de Ativos ("DDA") e do Sistema Bovespa Fix, ambos, administrados e operacionalizados pela BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA").

CLÁUSULA III CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

3.1. Objeto Social da Emissora

De acordo com o art. 3º de seu Estatuto Social, a Emissora tem por objeto a produção, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica nas áreas de concessão legal e nos termos da legislação em vigor, podendo participar de outras sociedades congêneres e exercer atividades necessárias ou úteis à consecução do seu objeto social ou com ele relacionadas.

3.2. Número da Emissão

A presente Emissão constitui a quarta emissão para distribuição pública de Debêntures (conforme abaixo definido) da Emissora.

3.3. Valor da Emissão

O valor da Emissão é de R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais), na Data de Emissão.

3.4. Quantidade de Debêntures

Serão emitidas 370.000 (trezentos e setenta mil) Debêntures (conforme abaixo definido), sendo tal quantidade passível de aumento:

(a) a critério da Emissora, desde que com a concordância do Coordenador Líder, em até 20% (vinte por cento) com relação à quantidade de Debêntures originalmente ofertada, nos termos do artigo 14 da Instrução CVM 400 ("Debêntures Adicionais") e;

(b) a critério do Coordenador Líder, caso entendam que a procura das Debêntures assim o justifique, após a aprovação pela Emissora, em até 15% (quinze por cento) com relação à quantidade de Debêntures originalmente ofertadas, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400 ("Debêntures Suplementares").

As opções de colocação das Debêntures Adicionais e Debêntures Suplementares, na forma prevista, respectivamente nos artigos 14 e 24, ambos da Instrução CVM 400, somente poderão ser exercidas caso não haja exercício de lote em garantia firme, de qualquer montante, por parte do Coordenador Líder. Respeitando essa premissa, caso sejam exercidas as opções de colocação de Debêntures Adicionais e Debêntures Suplementares, as Debêntures oriundas de tais lotes serão colocadas parcialmente pelo Coordenador Líder sob o regime de melhores esforços.

3.5. Número de Séries

A Emissão será realizada em uma única série.

3.6. Destinação dos Recursos

Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão destinados: (i) ao pagamento da obrigação principal e acessória das 32 (trinta e duas) Notas Promissórias da Segunda Emissão ("Notas Promissórias da Segunda Emissão"), o que ocorrerá de forma simultânea ao recebimento dos recursos oriundos da Emissão; e (ii) à composição do capital de giro da Companhia, conforme definido nos Prospectos.

3.7. Colocação e Procedimento de Distribuição

3.7.1. As Debêntures serão objeto de distribuição pública sob os regimes de melhores esforços e garantia firme de colocação a serem outorgados à Companhia pelo Banco do Nordeste do Brasil S.A. ("BNB ou "Coordenador Líder"), sendo R\$300.000.000,00 (trezentos milhões de reais) ou seja

300.000 (trezentas mil) debêntures em regime de garantia firme de colocação e até R\$ 70.000.000,00 (setenta milhões de reais), ou seja 70.000 (setenta mil) debêntures em regime de melhores esforços de colocação. O BNB, enquanto instituição financeira integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, organizará, nos termos do parágrafo 3º do artigo 33 da Instrução CVM 400, plano de distribuição, tendo como público alvo investidores pessoas físicas e jurídicas, desde que considerados investidores qualificados, residentes, domiciliados ou com sede no Brasil, clubes de investimento, fundos de investimento, carteiras administradas, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, condomínios destinados à aplicação em carteiras de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BM&FBOVESPA, seguradoras, entidades abertas ou fechadas de previdência complementar e de capitalização, assegurando: (i) a adequação do investimento nas Debêntures ao perfil de risco dos seus clientes (ii) que o tratamento conferido aos investidores seja justo e equitativo; e (iii) que os representantes de venda do Coordenador Líder recebam previamente exemplar do prospecto preliminar da Oferta ("Prospecto Preliminar") e do prospecto definitivo da Oferta ("Prospecto Definitivo") e, juntamente com o Prospecto Preliminar, os "Prospectos") para leitura obrigatória, para que suas dúvidas possam ser esclarecidas por pessoas designadas pelo Coordenador Líder; e (iv) a disponibilização de exemplar dos Prospectos aos investidores ("Procedimento de Distribuição").

3.7.2. A colocação das Debêntures somente terá início após (a) a obtenção do registro da Emissão na CVM; (b) a publicação do Anúncio de Início; e (c) a disponibilização do prospecto definitivo da Emissão ("Prospecto Definitivo") para os investidores. A colocação das Debêntures deverá ser efetuada até o período máximo de 6 (seis) meses, a contar da data da publicação do Anúncio de Início ("Prazo de Distribuição"), devendo o plano de distribuição ser fixado nos seguintes termos:

- (i) As Debêntures serão colocadas sob o regime de garantia firme de colocação e melhores esforços de colocação, sendo que o prazo da garantia firme de colocação outorgada pelo Coordenador Líder para as Debêntures será de até 5 (cinco) dias úteis contados da publicação do Anúncio de Início;
- (ii) após o protocolo do pedido de registro da Emissão na CVM, mas anteriormente ao registro da distribuição das Debêntures, foram realizadas apresentações para potenciais investidores, conforme determinado pelo Coordenador Líder de comum acordo com a Emissora, durante os quais foram distribuídas versões do Prospecto Preliminar da Emissão;
- (iii) não existem lotes máximos ou mínimos de subscrição das Debêntures;
- (iv) não será concedido qualquer tipo de desconto e/ou repasse pelo Coordenador Líder aos investidores interessados em adquirir as Debêntures;
- (v) não será constituído fundo de sustentação de liquidez ou firmado contrato de garantia de liquidez para as Debêntures; e
- (vi) não será firmado contrato de estabilização de preços das Debêntures.

3.8. Banco Mandatário e Instituição Depositária

3.8.1. O banco mandatário e instituição depositária da Emissão será o Banco Bradesco S.A. ("Banco Mandatário" ou "Instituição Depositária").

3.8.2. A Instituição Depositária será responsável por efetuar a escrituração das Debêntures e operacionalizar o pagamento e a liquidação do Valor Nominal e da Remuneração (conforme definido abaixo) e de quaisquer outros valores devidos pela Emissora relacionados às Debêntures.

3.9. Limite Legal

3.9.1. As Debêntures serão da espécie quirografária, nos termos do artigo 58 da Lei das Sociedades por Ações, atendendo a Emissão; portanto, aos limites previstos no artigo 60 da Lei das Sociedades por Ações, uma vez que o capital social da Emissora nesta data é de R\$714.552.105,06 (setecentos e quatorze milhões, quinhentos e cinquenta e dois mil, cento e cinco reais e seis centavos), e o montante total da Emissão, na Data de Emissão, é de R\$370.000.000,00 (trezentos e setenta milhões de reais).

3.10. Fiança

- 3.10.1. As Fiadoras assumem, em caráter irrevogável e irretratável, a condição de fiadoras e principais pagadoras do valor total da dívida da Emissora representada pelas Debêntures, na Data de Emissão, acrescido da Remuneração, se for o caso, e dos encargos moratórios aplicáveis, bem como das demais obrigações pecuniárias acessórias previstas nesta Escritura, inclusive, mas não limitado, àquelas devidas ao Agente Fiduciário ("Valor Garantido").
- 3.10.2. O Valor Garantido será pago pelas Fiadoras no prazo de 48 (quarenta e oito) horas, contado a partir de comunicação por escrito enviada pelo Agente Fiduciário às Fiadoras informando a falta de pagamento, na data de pagamento respectiva, de qualquer valor devido pela Emissora nos termos desta Escritura, incluindo, mas não se limitando aos montantes devidos aos titulares das Debêntures a título de principal, Remuneração ou encargos de qualquer natureza. Os pagamentos serão realizados pelas Fiadoras de acordo com os procedimentos estabelecidos nesta Escritura.
- 3.10.3. As Fiadoras expressamente renunciam aos benefícios de ordem, direitos e faculdades de exoneração de qualquer natureza previstos nos artigos 366, 827, 834, 835, 836, 837, 838 e 839 do Código Civil Brasileiro.
- 3.10.4. As Fiadoras sub-rogar-se-ão nos direitos dos Debenturistas caso venha a honrar, total ou parcialmente, a presente fiança.
- 3.10.5. A presente fiança entrará em vigor na presente data, permanecendo válida em todos os seus termos até o pagamento integral do Valor Garantido.
- 3.10.6. As Fiadoras desde já reconhecem como prazo determinado, para fins do artigo 835 do Código Civil Brasileiro, a data do pagamento integral do Valor Garantido.
- 3.10.7. As Fiadoras declaram que:
- (a) são sociedades por ações devidamente organizadas, constituídas e existentes sob a forma de sociedade por ações, de acordo com as leis brasileiras; estão devidamente autorizadas e obtiveram todas as licenças e autorizações necessárias à outorga da fiança ora estabelecida e ao cumprimento com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto; a fiança ora outorgada constitui uma obrigação legal, válida e vinculativa das Fiadoras, exequível de acordo com os seus termos e condições; a celebração deste instrumento e a outorga da fiança aqui estabelecida não infringem qualquer disposição legal, ordem, decisão ou sentença administrativa ou judicial, contrato ou instrumento do qual as Fiadoras ou qualquer de seus controladores seja parte, nem irá resultar em (i) vencimento antecipado de qualquer obrigação estabelecida em qualquer desses contratos ou instrumentos, (ii) criação de qualquer ônus sobre qualquer ativo ou bem das Fiadoras ou de qualquer de seus controladores; ou (iii) a rescisão de qualquer desses contratos ou instrumentos; e as obrigações aqui assumidas não serão afetadas por atos ou omissões que possam exonerá-la de suas obrigações ou afetá-la, inclusive, porém não limitados, aos seguintes: a) qualquer extensão de prazo ou acordo entre os titulares das Debêntures e as Fiadoras; b) qualquer novação ou não exercício de qualquer direito dos titulares das Debêntures contra

INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA FIDUCIÁRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA REDE ENERGIA S.A.

a Emissora; ou c) qualquer limitação ou incapacidade da Emissora, inclusive sua falência, pedido de recuperação extrajudicial ou judicial.

- 3.10.8. Nas hipóteses de ocorrência, com relação às Fianças, de qualquer dos eventos a que se refere o item 5 desta Escritura, o Agente Fiduciário requererá a substituição da fiança ora prestada, que deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, contados da data do recebimento, pela Emissora, de notificação solicitando a substituição.
- 3.10.9. Na hipótese a que se refere o item 3.10.8 acima, a fiança das Fianças somente poderá ser substituída por fiança bancária, outorgada em benefício dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, emitida por instituição financeira com classificação de risco em escala nacional equivalente a, no mínimo, "brAA", conferida por agência de classificação de risco.
- 3.10.10. Exceto na hipótese de que trata o item 3.10.9. acima, a substituição das Fianças estará sujeita à prévia aprovação dos Debenturistas.
- 3.10.11. A fiança de que trata este item foi devidamente aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. e em Reunião de Diretoria da DENERGE – Desenvolvimento Energético S.A.
- 3.10.12. A presente fiança poderá ser executada e exigida pelo Agente Fiduciário quantas vezes for necessário até a integral liquidação dos valores devidos em razão das Debêntures.

**CLÁUSULA IV
CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES**

4.1. Características Básicas

4.1.1. Valor Nominal Unitário: O valor nominal unitário das Debêntures é de R\$1.000,00 (um mil reais), na Data de Emissão ("Valor Nominal").

4.1.2. Classe e Forma: As Debêntures são da classe simples, não conversíveis em ações, da forma nominativa e escritural, sem emissão de cautelas ou certificados de debêntures.

4.1.3. Comprovação de Titularidade das Debêntures: A Emissora não emitirá certificados das Debêntures. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato emitido pelo Banco Bradesco S.A. Adicionalmente, as Debêntures custodiadas na CETIP terão a titularidade comprovada pelo extrato expedido por esta Câmara e, para as Debêntures depositadas na Central Depositária da BM&FBOVESPA, se for o caso, será emitido, pela Central Depositária da BM&FBOVESPA, extrato de custódia em nome do Debenturista que, igualmente, será reconhecido como comprovante de titularidade das Debêntures.

4.1.4. Espécie: As Debêntures são da espécie quirografária.

4.1.5. Data de Emissão: A data de emissão corresponderá à data da primeira subscrição e efetiva integralização das Debêntures ("Data de Emissão").

4.1.6. Prazo e Data de Vencimento: O vencimento das Debêntures ocorrerá em 5 (cinco) anos, a contar da Data de Emissão ("Data de Vencimento das Debêntures"), ressalvadas as hipóteses de Vencimento Antecipado e Resgate Antecipado (conforme abaixo definidos) estabelecidas nesta Escritura. Por ocasião da Data de Vencimento, a Emissora se obriga a proceder ao pagamento das Debêntures em Circulação (conforme abaixo definido), pelo Valor Nominal Unitário, ou saldo do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração (conforme abaixo definido) devida.

4.2. Remuneração

4.2.1. A partir da Data de Emissão, as Debêntures renderão juros correspondentes à acumulação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, "over extra grupo", apuradas e divulgadas diariamente pela CETIP, no informativo diário disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>) ("Taxa DI"), expressas na forma percentual e calculadas diariamente e capitalizadas de um spread de no máximo 3,40% (três inteiros e quarenta centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário ainda não amortizado nos termos desta Escritura, a partir da Data de Emissão, ou da data de vencimento do Período de Capitalização (conforme definido abaixo) imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, aplicando-se a fórmula descrita na Cláusula 4.3.2 abaixo ("Remuneração").

4.2.1.1. Define-se Período de Capitalização como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data prevista para o pagamento dos juros imediatamente anterior, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data prevista para o pagamento de juros correspondente ao período em questão ("Período de Capitalização"). Cada Período de Capitalização sucede o anterior sem solução de continuidade, até a Data de Vencimento.

4.2.1.2. As taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério pro rata temporis, até a data do efetivo pagamento dos juros, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização.

4.2.2. Fórmula de Cálculo da Remuneração. O cálculo da Remuneração obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNe \times [(FatorDI \times FatorSpread) - 1]$$

onde:

J valor da Remuneração devida no final de cada Período de Capitalização, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

VNe Valor Nominal Unitário não amortizado das Debêntures no início de cada Período de Capitalização, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

FatorDI produtório dos fatores das Taxas DI da data de início do Período de Capitalização (inclusive) até a data de cálculo da Remuneração (exclusive), calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$\text{Fator DI} = \prod_{k=1}^n (1 + TDI_k)$$

onde:

n número total de Taxas DI consideradas em cada Período de Capitalização, sendo "n" um número inteiro;

k número de ordem dos fatores das Taxas DI, variando de 1 até n;

TDI_k fator da Taxa DI de ordem k, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais com arredondamento, da seguinte forma;

$$TDI_k = \left(\frac{DI_k}{100} + 1 \right)^{\frac{1}{252}} - 1$$

onde:

DI_k Taxa DI de ordem k divulgada pela CETIP, válida por 1 (um) dia útil (overnight), utilizada com 2 (duas) casas decimais; e

FatorSpread sobretaxa de juros fixos calculada com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento, conforme fórmula abaixo:

$$\text{FatorSpread} = \left\{ \left[\left(\frac{\text{spread}}{100} + 1 \right)^{\frac{DP}{252}} \right] \right\}$$

onde:

spread no máximo 3,40

DP número de dias úteis entre a Data de Emissão ou data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior e a data atual ou da data de pagamento da Remuneração, sendo "DP" um número inteiro.

Observações:

- (1) O fator resultante da expressão $(1 + TDI_k)$ é considerado com 16 (dezesseis) casas decimais, sem arredondamento.
- (2) Efetua-se o produtório dos fatores diários $(1 + TDI_k)$, sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.
- (3) Uma vez os fatores estando acumulados, considera-se o fator resultante "Fator DI" com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento.
- (4) O fator resultante da expressão $(\text{FatorDI} \times \text{FatorSpread})$ é considerado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento.

Debenturistas realizada em primeira convocação; ou (ii) a maioria dos presentes à Assembleia de Debenturistas realizada em segunda convocação, e apresentada à Emissora na referida Assembleia de Debenturistas, a qual deverá refletir parâmetros utilizados em operações similares existentes à época. Caso a respectiva taxa de Remuneração seja referenciada em prazo diferente de 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, essa taxa deverá ser ajustada de modo a refletir a base de 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis.

4.3. Condições de Subscrição, Integralização e Pagamento

4.3.1. Preço de Subscrição: O preço de subscrição das Debêntures será o seu Valor Nominal Unitário na Data de Emissão, de acordo com o item 4.3.2 abaixo ("Preço de Subscrição").

4.3.2. Prazo e Forma de Subscrição e Integralização: Não obstante a permissão regulamentar de colocação das Debêntures no prazo de seis meses contados da publicação do Anúncio de Início, conforme previsto no item 3.7.2 acima, a integralização das Debêntures da Oferta será à vista, na Data de Emissão, em moeda corrente nacional, de acordo com as normas de liquidação aplicáveis da CETIP e da Central Depositária da BM&FBOVESPA.

4.3.3. Forma e Local de Pagamento: Os pagamentos a que fizerem jus os titulares das Debêntures serão efetuados pela Emissora no dia de seu respectivo vencimento, por intermédio da CETIP e da Central Depositária da BM&FBOVESPA, conforme as Debêntures estejam custodiadas na CETIP ou na Central Depositária da BM&FBOVESPA, ou por meio da instituição responsável pela escrituração das Debêntures para os titulares das Debêntures que não estejam depositadas em custódia vinculada à DDA e ao SND.

4.3.4. Prorrogação dos Prazos: Considerar-se-ão automaticamente prorrogados os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente desta Escritura até o primeiro dia útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos, quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo ou dia em que não houver expediente comercial ou bancário na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados pela CETIP ou pela Central Depositária da BM&FBOVESPA, hipóteses em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo.

4.3.5. Multa e Encargos Moratórios: Sem prejuízo do disposto na Cláusula V abaixo, ocorrendo atraso imputável à Emissora no pagamento de qualquer quantia devida aos Debenturistas ou ao Agente Fiduciário, os débitos em atraso ficarão sujeitos a multa moratória de 2,0% (dois por cento) e juros de mora calculado pro rata temporis à taxa de 1,0% (um por cento) ao mês, ambos calculados sobre os valores em atraso desde a data de inadimplemento até a data do efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou Interpelação judicial ou extrajudicial.

4.3.6. Decadência dos Direitos aos Acréscimos: Sem prejuízo do disposto no item precedente, o não comparecimento do Debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da Emissora nas datas previstas nesta Escritura ou em comunicado publicado pela Emissora não lhe dará direito ao recebimento de qualquer rendimento, acréscimos ou encargos moratórios no período correspondente à data em que os recursos forem colocados à disposição para pagamento e a data efetiva de comparecimento do Debenturista para recebimento desses recursos, sendo-lhe, todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

4.3.7. Imunidade de Debenturistas: Caso qualquer Debenturista goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar ao Banco Mandatário e à Emissora, no prazo mínimo de 10 (dez) dias úteis antes da data prevista para recebimento de valores relativos às Debêntures, documentação comprobatória dessa imunidade ou isenção tributária, sob pena de ter descontados dos seus rendimentos os valores devidos nos termos da legislação tributária em vigor.

4.3.8. Amortização:

As amortizações das Debêntures serão realizadas em 6 (seis) parcelas semestrais, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no 30º mês a contar da Data de Emissão e o último pagamento na Data de Vencimento.

4.3.9. Pagamento da Remuneração: O pagamento da Remuneração das Debêntures será feito semestralmente, a partir da Data de Emissão, no dia 18, nos meses de julho e dezembro, sendo o primeiro pagamento em 18 de julho de 2010 e o último pagamento na Data de Vencimento.

4.4 Garantia

As Debêntures contarão com fiança concedida pelos controladores da Emissora, quais sejam: Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. e Denerge Desenvolvimento Energético S.A., nos termos do item 3.10 acima.

4.5. Repactuação

As Debêntures não estarão sujeitas à repactuação.

4.6. Resgate Antecipado Obrigatório

As Debêntures não estarão sujeitas a resgate antecipado obrigatório.

4.7. Oferta de Resgate Antecipado

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, endereçada a todos os Debenturistas sem distinção, assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures de que forem titulares, da seguinte forma ("Oferta de Resgate Antecipado"):

I. a Emissora realizará a Oferta de Resgate Antecipado por meio de publicação de anúncio, nos termos da Cláusula 4.9, o qual deverá descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado, incluindo (a) se o resgate será total ou parcial; (b) o valor do prêmio de resgate, caso exista; e (c) a data efetiva para o resgate e pagamento das Debêntures a serem resgatadas; e (d) demais informações necessárias para tomada de decisão pelos Debenturistas;

II. após a publicação dos termos da Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado terão o prazo de 10 (dez) dias úteis para se manifestarem, findo o qual, a Emissora terá o prazo de 3 (três) dias úteis para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado;

III. a Emissora poderá condicionar o Resgate Antecipado à aceitação deste por um percentual mínimo de Debenturistas que definir quando da realização da Oferta de Resgate Antecipado;

IV. o valor a ser pago aos Debenturistas a título da Oferta de Resgate Antecipado será equivalente ao saldo do Valor Nominal das Debêntures objeto do resgate, acrescido (a) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou a data do pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento; e (b) de eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas, a exclusivo critério da Emissora, prêmio de resgate esse que não poderá ser negativo; e

V. na hipótese do Resgate Antecipado parcial, as Debêntures serão resgatadas de forma prevista na publicação da Oferta de Resgate Antecipado. O Resgate Antecipado parcial, para as Debêntures registradas: (i) no SND, dar-se-á exclusivamente por meio de operação de compra e

venda definitiva, no mercado secundário, conforme regulamento de operações do SND; (ii) na Central Depositária da BM&FBOVESPA, dar-se-á conforme procedimento padrão da custodiante.

No caso de resgate antecipado parcial das Debêntures registradas no SND, a operacionalização do resgate antecipado parcial será realizada através de "operação de compra e de venda definitiva no mercado secundário", sendo que todas as etapas, tanto do processo de resgate antecipado parcial quanto do processo de resgate antecipado total, de habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e de validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas por cada Debenturista serão realizadas fora do âmbito da CETIP. Fica definido que, caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar o resgate antecipado parcial, não haverá a necessidade de ajuste à presente Escritura ou qualquer outra formalidade.

A CETIP deverá ser comunicada da realização do Resgate Antecipado Total com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

4.8. Aquisição Facultativa

A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir Debêntures desta emissão em circulação no mercado, observado o disposto no parágrafo segundo do artigo 55 da Lei nº 6.404/76. As Debêntures, objeto deste procedimento, poderão ser cancelada, permanecer em tesouraria da Emissora, ou colocada novamente no mercado.

4.9. Publicidade

4.9.1. Todos os atos e decisões decorrentes da Emissão que, de qualquer forma, vierem a envolver interesses dos Debenturistas, bem como (a) Anúncio de Início; e (b) Anúncio de Encerramento, deverão ser, obrigatoriamente, publicados, na forma de avisos, no DOESP e no jornal "Valor Econômico", bem como na página da Emissora na rede internacional de computadores – internet (www.redenergia.com), e, conforme aplicável, os seguintes avisos e anúncios (a) aviso ao mercado a que se refere o artigo 53 da Instrução CVM 400; (b) Anúncio de Início; e (c) Anúncio de Encerramento.

CLÁUSULA V VENCIMENTO ANTECIPADO

5.1. Observados os termos e condições desta Cláusula V, o Agente Fiduciário poderá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativas às Debêntures e exigir o pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal das Debêntures na Data de Emissão e demais encargos, na ocorrência de qualquer um dos eventos e nas condições estabelecidas na cláusula V desta Escritura ("Eventos de Vencimento Antecipado"):

- (a) Comprovação de que quaisquer declarações prestadas pela Emissora no âmbito da Emissão sejam falsas, incorretas ou enganosas em quaisquer aspectos relevantes;
- (b) Ocorrência de qualquer incorporação, fusão, cisão, transformação ou qualquer outra reorganização societária da Companhia, que seja considerada estritamente societária ou realizada mediante disposição de ativos relevantes, salvo se aprovado previamente pelo Agente Fiduciário, na qualidade de representante dos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação, sendo que não será considerada reorganização societária, para os fins desta cláusula, alienações de participações acionárias que não representem troca de controle acionário da Emissora;
- (c) não manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos de fiscalização, em especial os de meio ambiente (CONAMA, IBAMA, Secretaria de Estado do Meio Ambiente), durante o período de vigência da Emissão;

INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA FIDEJUSSÓRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA REDE ENERGIA S.A.

- (d) Promover inclusão em acordo societário de que participe a Emissora, no seu estatuto social ou contrato social, de dispositivo que importe em: a) restrições à sua capacidade de crescimento ou ao seu desenvolvimento tecnológico, b) restrições de acessos a novos mercados, e/ou c) restrições ou prejuízos à capacidade de pagamento das obrigações financeiras assumidas perante os Debenturistas, inclusive o Coordenador Líder, em função da garantia firme prestada;
- (e) Deixar de reforçar as garantias dos títulos imediatamente após a notificação dos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação se ocorrer qualquer fato que determine de forma relevante a diminuição ou depreciação das garantias;
- (f) aplicar irregularmente os recursos oriundos da Emissão ou utilizá-los em destinação diversa da definida nos documentos desta Emissão;
- (g) alienar ou onerar bens integrantes do seu ativo permanente, sujeitos a registro de propriedade, cujos valores estejam acima do limite equivalente a 5% do total de ativos da Emissora sem autorização prévia dos Debenturistas representando a maioria ds Debêntures em circulação;
- (h) pedido de autofalência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Companhia;
- (i) não pagamento do principal e/ou da remuneração devida às Debêntures na Data de Vencimento, desde que por culpa exclusiva da Companhia;
- (j) liquidação, dissolução ou extinção da Companhia;
- (k) transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;
- (l) redução do capital social da Companhia, exceto se previamente autorizado pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas ("AGD");
- (m) protesto legítimo de títulos contra a Emissora em valor individual ou agregado superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais), por cujo pagamento a Emissora seja responsável, salvo se, no prazo de 5 (cinco) dias corridos contados da data de citação do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiros; (ii) o protesto for cancelado, ou ainda, (iii) forem prestadas garantias em juízo; e
- (n) Inadimplemento, não sanado no prazo previsto no respectivo contrato, de qualquer obrigação financeira da Emissora, cujo valor individual ou agregado, seja igual ou superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou o equivalente em outras moedas.
- (o) Na hipótese de descumprimento dos seguintes índices financeiros a serem verificados trimestralmente, com base nas demonstrações financeiras consolidadas, por ocasião da divulgação das Informações Trimestrais (ITR) da Emissora ou Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP), arquivadas junto à CVM:
 - 1) Dívida Líquida Consolidada/EBITDA Consolidado de no máximo 3,5x;
 - 2) EBITDA Consolidado/Resultado Financeiro Consolidado igual ou superior a 2,0x.

Considerando-se para todos os efeitos, as seguintes definições:

- § "EBITDA Consolidado" em relação aos 12 (doze) meses anteriores à data de apuração do índice – resultado antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.
- § "Resultado Financeiro Consolidado" em relação aos 12 (doze) meses anteriores à data de apuração do índice, significa a diferença entre as despesas com juros de empréstimos e financiamentos menos aplicações financeiras e juros ativos, conforme apresentados nas Demonstrações de Resultados.
- § "Dívida Líquida Consolidada" significa, na data de apuração do índice, conforme apresentado nas Demonstrações Financeiras Consolidadas : (i) saldo das dívidas onerosas de empréstimos e financiamentos consolidados da Emissora junto a pessoas físicas e/ou jurídicas, incluídos os empréstimos e financiamentos com terceiros, emissão de títulos de renda fixa, conversíveis ou não, no mercado de capitais local e/ou internacional, excluídos os valores das dívidas contraídas para investimento com obrigatoriedade governamental, tais como, mas não limitadamente, aquelas contraídas para o Programa Luz para Todos (LPT), e aquelas com recursos provenientes da Reserva Geral de Reversão (RGR), menos (ii) as disponibilidades em caixa, as aplicações financeiras e os créditos de ativos regulatórios. Para efeitos de cálculo da Dívida Líquida Consolidada, as notas perpétuas emitidas pela Emissora em 28 de março de 2007 e 19 de setembro de 2007, devem ser consideradas pelo seu valor em reais contabilizado pelo critério de marcação a mercado no último dia útil do mês anterior ao da Data de Emissão das Debêntures da presente Emissão.

5.2. A ocorrência de quaisquer dos eventos de vencimento antecipado acima acarretará o vencimento antecipado das Debêntures.

5.3. Na ocorrência de qualquer dos eventos de vencimento antecipado acima, o Agente Fiduciário deverá convocar a AGD dentro de 48 (quarenta e oito horas) horas contadas da data de conhecimento da respectiva ocorrência. O vencimento antecipado somente não será declarado caso assim seja deliberado na referida assembleia, por deliberação de Debenturistas representantes de, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação.

5.4. Não havendo deliberação nas datas originalmente estabelecidas para realização da AGD, seja na primeira ou na segunda convocação, o Agente Fiduciário poderá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal das Debêntures, acrescido da Remuneração aplicável e encargos até a data de seu efetivo pagamento.

CLÁUSULA VI **OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA EMISSORA**

6.1. Observadas as demais obrigações previstas nesta Escritura, a Emissora obriga-se, ainda, a:

- (i) fornecer ao Agente Fiduciário e à BMF&BOVESPA, quando aplicável:
 - (a) dentro de, no máximo, 90 (noventa) dias após o término de cada exercício social, ou três dias úteis após a data de sua divulgação, o que ocorrer primeiro, (i) cópia das demonstrações financeiras completas e auditadas relativas ao respectivo exercício social, preparadas de acordo com os princípios contábeis aceitos no Brasil, acompanhadas do relatório da administração e do parecer dos auditores independentes; (ii) cópia de qualquer comunicação feita pelos auditores independentes à Emissora ou à sua administração, e respectivas respostas, com referência às demonstrações financeiras e (iii) demonstrativo detalhado da apuração

dos índices financeiros conforme Cláusula 5.1.(o);

- (b) dentro de, no máximo, 45 (quarenta e cinco) dias do término dos três primeiros trimestres de cada exercício social ou três dias úteis após a data de sua divulgação, cópia de suas Informações Trimestrais (ITR), nos termos das normas da CVM, relativas ao respectivo trimestre assim como demonstrativo detalhado da apuração dos índices financeiros conforme Cláusula 5.1.(o);
- (c) cópia das informações periódicas e eventuais exigidas pela Instrução CVM nº 202, de 6 de dezembro de 1993, conforme alterada, ou por norma que venha a revogá-la ou substituí-la no tocante à entrega de informações periódicas, nos prazos ali previstos;
- (d) no mesmo dia de sua publicação, notificação da convocação de qualquer Assembleia Geral e, prontamente, fornecer cópias de todas as atas de todas as Assembleias Gerais, bem como a data e ordem do dia da Assembleia a se realizar e de todas as Reuniões do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal;
- (e) na mesma data de suas publicações, os atos e decisões referidos na Cláusula 4.9.1 acima;
- (f) na mesma data de suas publicações, os avisos aos Debenturistas, fatos relevantes e atas de assembleias que de alguma forma envolvam os interesses dos Debenturistas;
- (g) em até 5 (cinco) dias úteis da notificação, qualquer informação relevante para a Emissão que lhe venha a ser razoavelmente solicitada;
- (h) cópia de qualquer correspondência ou notificação judicial recebida pela Emissora, em até 10 (dez) dias úteis após seu recebimento, que possa resultar em um Efeito Adverso Relevante, que significa todo e qualquer efeito relevante adverso aos negócios, à situação financeira e ao resultado das operações da Emissora e/ou de suas controladas, consideradas como um todo ("Efeito Adverso Relevante");
- (i) os comprovantes de cumprimento de suas obrigações pecuniárias perante os Debenturistas no prazo de até 10 (dez) dias úteis contados da respectiva data de vencimento;
- (j) informações a respeito da ocorrência de qualquer dos Eventos de Vencimento Antecipado, imediatamente após a sua verificação, sendo que, caso essas informações decorram de evento, ato ou fato que enseje a publicação de fato relevante pela Emissora, nos termos da Instrução CVM nº 358, de 03 de janeiro de 2002 ("Instrução CVM 358"), a divulgação de tal evento, ato ou fato ao Agente Fiduciário deverá ocorrer concomitantemente à sua divulgação ao mercado, nos termos da referida Instrução CVM 358, observado o prazo máximo previstos em tal Instrução.
- (k) proceder à adequada publicidade dos dados econômico-financeiros, nos termos exigidos pela Lei das Sociedades por Ações, promovendo a publicação das suas demonstrações financeiras, nos termos exigidos pela legislação em vigor;
- (l) manter a sua contabilidade atualizada e efetuar os respectivos registros de acordo com os princípios contábeis aceitos no Brasil, e permitir que o Agente Fiduciário (ou auditor independente por este contratado às expensas dos Debenturistas) realize auditoria extraordinária na Emissora, sendo que a respectiva solicitação deverá ser acompanhada de relatório que fundamente a necessidade de realização da referida auditoria;

- (m) convocar, nos termos do item 8.1 desta Escritura, AGD para deliberar sobre qualquer das matérias que se relacione com a presente Emissão caso o Agente Fiduciário não o faça;
- (n) cumprir com todas as determinações emanadas da CVM, com o envio de documentos, prestando, ainda, as informações que lhes forem solicitadas por aquela autarquia;
- (o) submeter, na forma da lei, suas demonstrações financeiras a exame por empresa de auditoria independente registrada na CVM;
- (p) manter sempre atualizado o registro de companhia aberta na CVM, nos termos da regulamentação aplicável, e fornecer aos seus acionistas e Debenturistas as demonstrações financeiras elaboradas e aprovadas, previstas no artigo 176 da Lei das Sociedades por Ações, quando solicitado;
- (q) manter atualizados e em boa ordem os livros e registros societários;
- (r) estruturar e manter em adequado funcionamento um departamento para atender, de forma eficiente, aos Debenturistas, podendo utilizar, para esse fim, utilizar a estrutura e os órgãos destinados ao atendimento de seus acionistas, ou contratar, às expensas da Emissora, instituições financeiras autorizadas para a prestação desse serviço;
- (s) não realizar operações que não estejam em consonância com seu objeto social, observadas as disposições estatutárias, legais e regulamentares em vigor;
- (t) não praticar qualquer ato em desacordo com seu Estatuto Social e com esta Escritura, em especial os que possam, direta ou indiretamente, comprometer o pontual e integral cumprimento das obrigações assumidas perante os titulares das Debêntures;
- (u) notificar o Agente Fiduciário e a bolsa de valores ou entidade do mercado de balcão organizado em que forem negociadas as Debêntures, sobre qualquer ato ou fato que possa causar interrupção ou suspensão das atividades da Emissora, no prazo máximo de 30 dias após a ocorrência do evento;
- (v) notificar imediatamente o Agente Fiduciário sobre qualquer alteração substancial nas condições financeiras, econômicas, comerciais, operacionais, regulatórias ou societárias ou nos negócios da Emissora e/ou de suas controladas que impossibilite ou dificulte de forma relevante o cumprimento, pela Emissora, de suas obrigações decorrentes desta Escritura e das Debêntures;
- (w) não reduzir o capital, a não ser com o objetivo de absorver prejuízos, não promover o resgate ou amortização de ações, não pagar dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro estatutariamente prevista quando estiver em mora com relação às Debêntures, ressalvado, entretanto, o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações e o pagamento de dividendos prioritários (fixos ou mínimos) a que as ações preferenciais eventualmente emitidas pela Emissora porventura façam jus, cessando esta proibição quando purgada a mora;
- (x) tomar as medidas necessárias para:
 - i. preservar todos seus direitos, títulos de propriedade, concessões, licenças, alvarás e ativos necessários para continuar conduzindo seus negócios e/ou de suas controladas dentro dos respectivos objetos sociais e das práticas comerciais

usuais;

- ii. manter em boas condições de conservação os bens utilizados na condução de seus negócios e na condução dos negócios de suas controladas, excetuando-se pelo desgaste normal;
 - iii. pagar ou de outra forma quitar, quando devidas, observados os períodos de carência aplicáveis, todas as suas obrigações, inclusive fiscais, trabalhistas e comerciais, ressalvadas as obrigações que, individualmente ou em conjunto, não causem um Efeito Adverso Relevante;
 - iv. estender as medidas listadas nos itens "i" a "iii" acima para as sociedades sob seu controle.
-
- (y) contratar e manter contratada, às suas expensas, agência classificadora de risco para atualização da súmula apresentada por ocasião da colocação das Debêntures, até a Data de Vencimento, amortização final ou resgate total das Debêntures, devendo (a) manter anualmente e até o vencimento, atualizada a súmula de avaliação (*rating*) das Debêntures, (b) divulgar amplamente ou permitir que a agência divulgue a súmula da classificação de risco; (c) entregar ao Agente Fiduciário as súmulas de classificação de risco no prazo de até 5 (cinco) dias úteis contados da data de seu recebimento; e (d) comunicar imediatamente ao Agente Fiduciário qualquer alteração da classificação de risco das Debêntures;
 - (z) efetuar pontualmente o pagamento dos serviços relacionados ao registro das Debêntures no SND, conforme o disposto no Termo de Compromisso e Regulamento do SND, por meio da CETIP;
 - (aa) manter seus ativos operacionais relevantes e/ou de suas controladas adequadamente segurados, conforme as melhores práticas correntes no mercado de atuação da Emissora e/ou de suas controladas;
 - (bb) cumprir, em todos os aspectos relevantes, todas as leis, regras, regulamentos e ordens aplicáveis, em qualquer jurisdição na qual realize negócios ou possua bens;
 - (cc) aplicar os recursos obtidos por meio da Emissão das Debêntures estritamente conforme descrito no item 3.6 acima; e
 - (dd) manter válidas e regulares, durante o prazo de vigência das Debêntures e desde que haja Debêntures em Circulação, as declarações e garantias apresentadas nesta Escritura.

CLÁUSULA VII

AGENTE FIDUCIÁRIO

7.1. Nomeação

A Emissora constitui e nomeia a Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda., adma qualificada, como Agente Fiduciário desta Emissão, que, neste ato e pela melhor forma de direito, expressamente aceita a nomeação para, nos termos da lei e da presente Escritura, representar perante a Emissora a comunhão dos Debenturistas.

7.2. Remuneração do Agente Fiduciário

7.2.1. Será devida ao Agente Fiduciário ou à instituição que vier a substituí-lo nesta qualidade, a título de honorários pelo desempenho dos deveres e atribuições que lhe competem, nos termos da lei e desta Escritura, uma remuneração a ser paga da seguinte forma:

- a) Parcelas anuais de R\$15.000,00 (quinze mil reais), sendo a primeira devida no 5º dia útil após a concessão do registro da oferta pela CVM e as demais a cada 12 (doze) meses após o pagamento da primeira parcela;
- b) Parcelas mensais de R\$1.250,00 (um mil, duzentos e cinquenta reais) serão devidas após o vencimento das debêntures, caso o Agente Fiduciário ainda esteja atuando na cobrança de inadimplências não sanadas pela Companhia e desde que tal pagamento não incorra em duplicidade com a parcela anual mencionada;

7.2.2. As parcelas referidas em (b) supra serão atualizadas anualmente pela variação acumulada do IGPM ou, na sua falta, pelo índice oficial que vier a substituí-lo, a partir da data de assinatura da escritura de emissão, até as datas de pagamento de cada parcela, calculadas *pro-rata die*.

7.2.3. Em caso de mora no pagamento de qualquer quantia devida em decorrência desta remuneração, os débitos em atraso ficarão sujeitos a juros de mora de 1% ao mês e multa de 2%.

7.2.4. As parcelas serão acrescidas de (i) Imposto Sobre Serviços de qualquer natureza (ISS); (ii) Programa de Integração Social (PIS); (iii) Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e (iv) quaisquer outros impostos que venham a incidir sobre a remuneração do Agente Fiduciário, excetuando-se o imposto de renda, nas alíquotas vigentes nas datas de cada pagamento.

7.2.5. A remuneração do Agente Fiduciário, na hipótese de a Emissora permanecer em inadimplência com relação ao seu pagamento por um período superior a 30 (trinta) dias, será suportada pelos debenturistas, assim como as despesas reembolsáveis, podendo o Agente Fiduciário solicitar garantia prévia aos Debenturistas para cobertura de risco de sucumbência.

7.3. Substituição

7.3.1. Nas hipóteses de ausência, impedimentos temporários, renúncia, intervenção, liquidação judicial ou extrajudicial, falência, morte ou qualquer outro caso de vacância do Agente Fiduciário, será realizada, dentro do prazo máximo de 30 (trinta) dias corridos contados do evento que a determinar, AGD para a escolha do novo Agente Fiduciário, a qual poderá ser convocada pelo próprio Agente Fiduciário a ser substituído, pela Emissora, por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação, ou pela CVM. Na hipótese de a convocação não ocorrer em até 8 (oito) dias antes do término do prazo acima citado, caberá à Emissora efetuar a convocação, sendo certo que a CVM poderá nomear substituto provisório enquanto não se consumar o processo de escolha do novo agente fiduciário.

7.3.2. A remuneração do novo agente fiduciário será a mesma já prevista na presente Escritura, salvo se outra for negociada com a Emissora, sendo por esta aceita por escrito, prévia e expressamente, conforme o disposto no item 7.3.6 abaixo.

7.3.3. Na hipótese de não poder o Agente Fiduciário continuar a exercer as suas funções por circunstâncias supervenientes a esta Escritura, deverá comunicar imediatamente o fato aos Debenturistas, pedindo sua substituição.

7.3.4. É facultado aos Debenturistas, após o encerramento do prazo para a distribuição das Debêntures no mercado, proceder à substituição do Agente Fiduciário e à indicação de seu substituto, em assembleia especialmente convocada para esse fim.

7.3.5. A substituição, em caráter permanente, do Agente Fiduciário fica sujeita à comunicação

prévia à CVM e a sua manifestação acerca do atendimento aos requisitos previstos nos artigos 7º e seguintes da Instrução CVM nº 28, de 23 de novembro de 1963 ("Instrução CVM 28"), e eventuais normas posteriores.

7.3.6. A substituição do Agente Fiduciário deverá ser objeto de aditamento à presente Escritura, que deve ser arquivado na JUCESP, onde será inscrita a presente Escritura, e posteriormente encaminhado à CVM.

7.3.7. O Agente Fiduciário entrará no exercício de suas funções a partir da data da presente Escritura ou de eventual aditamento relativo à sua substituição, no caso de agente fiduciário substituto, devendo permanecer no exercício de suas funções até a efetiva substituição ou até o cumprimento de todas as suas obrigações sob esta Escritura e a legislação em vigor.

7.3.8. Aplicam-se às hipóteses de substituição do Agente Fiduciário as normas e preceitos da CVM.

7.4. Deveres

7.4.1. Além de outros previstos em lei, em ato normativo da CVM, ou na presente Escritura, constituem deveres e atribuições do Agente Fiduciário:

- (a) proteger os direitos e interesses dos Debenturistas, empregando no exercício da função o cuidado e a diligência que toda pessoa ativa e proba costuma empregar na administração de seus próprios bens;
- (b) renunciar à função na hipótese de superveniência de conflitos de interesse ou de qualquer outra modalidade de inaptidão;
- (c) conservar em boa guarda toda a escrituração, correspondência e demais papéis relacionados com o exercício de suas funções;
- (d) verificar, no momento de aceitar a função, a veracidade das informações contidas nesta Escritura, diligenciando no sentido de que sejam sanadas as omissões, falhas ou defeitos de que tenha conhecimento;
- (e) promover, nos competentes órgãos, às expensas da Emissora, caso essa não o faça, o registro desta Escritura e respectivos aditamentos, sanando as lacunas e irregularidades porventura neles existentes. Neste caso, o oficial do registro notificará a administração da Emissora para que esta lhe forneça as indicações e documentos necessários;
- (f) acompanhar a observância da periodicidade na prestação das informações obrigatórias, alertando os Debenturistas acerca de eventuais omissões ou inverdades constantes de tais informações;
- (g) emitir parecer sobre a suficiência das informações constantes das propostas de modificações nas condições das Debêntures, se for o caso;
- (h) solicitar, às expensas da Emissora, quando julgar necessário para o fiel desempenho de suas funções, certidões atualizadas perante órgãos e entidades públicas e escritórios de registros públicos, tais como certidões atualizadas dos distribuidores cíveis, das Varas de Fazenda Pública, dos Cartórios de Protesto, das Varas Trabalhistas e da Procuradoria da Fazenda Pública da localidade da sede do estabelecimento principal da Emissora;
- (i) solicitar, quando considerar necessário e às expensas da Emissora, auditoria extraordinária na Emissora, sendo que tal solicitação deverá ser acompanhada de relatório que fundamente a necessidade de realização da referida auditoria;

- (j) convocar, quando necessário, a AGD, através de anúncio publicado, pelo menos por três vezes, nos veículos de imprensa em que a Emissora deve efetuar suas publicações;
- (k) enviar à CVM e à bolsa de valores ou entidade do mercado de balcão organizado em que forem negociadas as Debêntures, até a data da primeira publicação, cópia do edital de convocação e, tão logo tenha acesso, da proposta a ser submetida à AGD;
- (l) comparecer à AGD a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas, e enviar à CVM e à bolsa de valores ou entidade do mercado de balcão organizado em que forem negociadas as Debêntures, na data da AGD, sumário das deliberações tomadas e, no prazo de 10 (dez) dias, cópia da ata da AGD;
- (m) elaborar relatório anual destinado aos Debenturistas, nos termos do artigo 68, § 1º, alínea "b" da Lei das Sociedades por Ações, o qual deverá conter, ao menos, as seguintes informações:
 - eventual omissão ou inverdade de que tenha conhecimento, contida nas informações divulgadas pela Emissora, ou, ainda, o inadimplemento ou atraso na obrigatória prestação de informações pela Emissora;
 - alterações estatutárias ocorridas no período;
 - comentários sobre as demonstrações contábeis da Emissora enfocando os indicadores econômicos, financeiros e a estrutura de capital da Emissora;
 - posição da distribuição ou colocação das Debêntures no mercado;
 - resgate, amortização e pagamento de remuneração das Debêntures realizados no período, bem como aquisições e vendas de Debêntures efetuadas pela Emissora;
 - acompanhamento da destinação dos recursos captados por meio desta Emissão, de acordo com os dados obtidos perante os administradores da Emissora;
 - relação dos bens e valores entregues à sua administração;
 - declaração sobre sua aptidão para continuar exercendo a função de Agente Fiduciário;
 - declaração acerca da suficiência e exequibilidade da Garantia das Debêntures; e
 - cumprimento de outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura.
- (n) colocar à disposição o relatório de que trata o inciso "m" acima aos Debenturistas no prazo máximo de 4 (quatro) meses, a contar do encerramento do exercício social da Emissora, ao menos nos seguintes locais:
 - na sede da Emissora;
 - em seu escritório;
 - na CVM;

- na BM&FBOVESPA;
 - na CETIP; e
 - no endereço do Coordenador Líder ou de eventuais instituições financeiras que possam vir a integrar um possível sindicato na qualidade de coordenadores da Oferta.
- (o) publicar, às expensas da Emissora, observado o disposto no item 4.9.1 acima, nos órgãos da imprensa em que a Emissora deva efetuar suas publicações, anúncio comunicando aos Debenturistas que o relatório se encontra à sua disposição nos locais indicados no inciso "n" acima;
- (p) manter atualizada a relação dos Debenturistas e seus endereços, mediante, inclusive, solicitação de informações à Emissora, ao Banco Mandatário, à BM&FBOVESPA, à Central Depositária da BM&FBOVESPA e à CETIP;
- (q) fiscalizar o cumprimento das cláusulas constantes desta Escritura, especialmente daquelas que impõem obrigações de fazer e de não fazer;
- (r) sem prejuízo do disposto na Cláusula V acima, notificar os Debenturistas, por edital e individualmente, se possível, no prazo máximo de 90 dias, de qualquer inadimplemento, pela Emissora, de obrigações assumidas na presente Escritura, indicando o local em que fornecerá aos interessados maiores esclarecimentos. Comunicação de igual teor deve ser enviada à CVM, à BM&FBOVESPA, à CETIP, à Central Depositária da BM&FBOVESPA e ao Banco Central do Brasil;
- (s) examinar qualquer alteração do estatuto social da Emissora que modifique substancialmente as atividades atualmente por ela praticadas;
- (t) verificar trimestralmente o cumprimento dos índices financeiros, por parte da Emissora, conforme o previsto no item 5.1 "o" e informar imediatamente os Debenturistas da ocorrência de referido evento;
- (u) verificar o cumprimento pela Emissora da obrigação prevista no item 6.1 (y), bem como encaminhar à ANBID o relatório de avaliação (*rating*) objeto de atualização ali previsto, no prazo máximo de 15 (quinze) dias após o envio pela Emissora;
- (v) verificar a regularidade da constituição da Garantia, observando a manutenção de sua suficiência e exequibilidade;
- (w) examinar a proposta de substituição da Garantia, nos casos em que esta estiver autorizada pela presente Escritura ou por seus aditamentos, manifestando a sua expressa e justificada concordância; e
- (x) fornecer à Emissora, mediante solicitação desta, lista de titulares das Debêntures atualizada.

7.5. Atribuições Específicas

7.5.1. Observadas as disposições da presente Escritura, o Agente Fiduciário usará de quaisquer procedimentos judiciais ou extrajudiciais contra a Emissora para a proteção e defesa dos interesses da comunhão dos Debenturistas e para a realização de seus créditos, devendo, em caso de inadimplemento da Emissora, observados os termos e condições desta Escritura:

- (a) declarar, antecipadamente vencidas as Debêntures e cobrar seu principal e

acessórios, conforme o disposto no item 5.1 e 5.2 acima;

- (b) requerer a falência da Emissora;
- (c) tomar quaisquer providências necessárias para a realização dos créditos dos Debenturistas; e
- (d) representar os Debenturistas em processo de falência, recuperação judicial ou extrajudicial, intervenção ou liquidação extrajudicial da Emissora ou em processo similar aplicável à Emissora.

7.5.2. O Agente Fiduciário somente se eximirá da responsabilidade pela não adoção das medidas contempladas nas alíneas (a) a (c) acima se, convocada a AGD, esta assim o autorizar por deliberação da unanimidade das Debêntures em Circulação, bastando, porém, a deliberação da maioria das Debêntures em Circulação presentes à respectiva AGD quando tal hipótese se referir ao disposto na alínea (d) acima.

7.6. Despesas

7.6.1. A Emissora ressarcirá o Agente Fiduciário de todas as despesas razoáveis e usuais que tenha, comprovadamente, incorrido para proteger os direitos e interesses dos Debenturistas ou para realizar seus créditos.

7.6.2. O ressarcimento a que se refere o item 7.6.1 acima será efetuado em até cinco dias úteis contados da entrega à Emissora dos documentos comprobatórios das despesas efetivamente incorridas.

7.6.3. No caso de inadimplemento da Emissora, todas as despesas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o Agente Fiduciário venha a incorrer para resguardar os interesses dos Debenturistas deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos Debenturistas, e posteriormente, conforme previsto em lei, ressarcidas pela Emissora. Tais despesas a serem adiantadas pelos Debenturistas incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos, custas e taxas judiciais de ações propostas pelo Agente Fiduciário ou decorrentes de ações intentadas contra ele no exercício de sua função, ou ainda que lhe causem prejuízos ou riscos financeiros, enquanto representante da comunhão dos Debenturistas. As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos Debenturistas, bem como a remuneração e as despesas reembolsáveis do Agente Fiduciário, na hipótese de a Emissora permanecer em inadimplência com relação ao pagamento destas por um período superior a 60 (sessenta) dias corridos contados da solicitação de pagamento, podendo o Agente Fiduciário solicitar garantia prévia dos Debenturistas para cobertura do risco da sucumbência.

7.6.4. As despesas a que se refere este item compreenderão, inclusive, aquelas incorridas com:

- (a) publicação de relatórios, avisos e notificações, conforme previsto nesta Escritura, e outras que vierem a ser exigidas por regulamentos aplicáveis;
- (b) extração de certidões;
- (c) locomoções entre Estados da Federação e respectivas hospedagens, quando necessárias ao desempenho das funções, e quaisquer outras despesas incorridas desde que previamente aprovadas pela Emissora e comprovadas por intermédio da apresentação de recibos; e
- (d) eventuais levantamentos adicionais e especiais ou periciais que vierem a ser imprescindíveis, se ocorrerem omissões e/ou obscuridades nas informações pertinentes aos estritos interesses dos Debenturistas.

8.4. Quorum de Deliberação

8.4.1. Nas deliberações da AGD, a cada Debênture em Circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não, observadas as formalidades e impedimentos legais.

8.4.2. Observado o disposto neste item 8.4, qualquer matéria de interesse dos Debenturistas, incluindo, mas não se limitando, as alterações nas características e condições das Debêntures e da Emissão, deverá ser aprovada por Debenturistas que representem, no mínimo, 75% das Debêntures em Circulação, salvo nos casos em que for estabelecido quorum específico, nos termos do item 8.4.3 abaixo ou da legislação em vigor.

8.4.3. As alterações na Remuneração, garantias, prazos de vencimento, repactuação, resgate antecipado, amortização, quorum de deliberação das Debêntures ou cláusulas de vencimento antecipado, deverão contar com aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, 90% das Debêntures em Circulação.

8.4.4. Os quoruns de deliberação para as AGDs são os previstos nos itens 8.4.2 e 8.4.3 acima, inexistindo quaisquer outros quoruns, a não ser que legislação futura venha a prevê-los.

CLÁUSULA IX DECLARAÇÕES E GARANTIAS

9.1. O Agente Fiduciário declara e garante à Emissora, sob as penas da lei:

- (a) não ter nenhum impedimento legal nem se encontrar em nenhuma das situações de conflito de interesse, conforme §3º do artigo 66 da Lei das Sociedades por Ações e artigo 10º da Instrução da CVM nº 28, de 23 de novembro de 1983 ("Instrução CVM 28") ou, em caso de alteração, a que vier substituí-las, para exercer a função que lhe é conferida;
- (b) não ter qualquer ligação com a Emissora que o impeça de exercer suas funções;
- (c) aceitar a função que lhe é conferida, assumindo integralmente os deveres e atribuições previstos na legislação específica e nesta Escritura;
- (d) conhecer e aceitar integralmente a presente Escritura, todas as suas cláusulas e condições;
- (e) estar ciente da regulamentação aplicável, emanada do Banco Central do Brasil e pela CVM;
- (f) estar devidamente autorizado a celebrar esta Escritura e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;
- (g) estar devidamente qualificado a exercer as atividades de agente fiduciário, nos termos da regulamentação aplicável vigente;
- (h) que esta Escritura constitui uma obrigação legal, válida e eficaz do Agente Fiduciário, exequível de acordo com os seus termos e condições;
- (i) que a celebração desta Escritura e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem nenhuma obrigação anteriormente assumida pelo Agente Fiduciário;
- (j) que as pessoas que o representam na assinatura desta Escritura têm poderes bastantes para tanto;

- (k) não se encontrar em nenhuma das situações de conflito de interesse previstas no artigo 10 da Instrução CVM 23;
- (l) que verificou, no momento de aceitar a função, a veracidade das informações contidas nesta Escritura, diligenciando no sentido de que fossem sanadas as omissões, falhas ou defeitos de que tivessem conhecimento; e
- (m) ter verificado os limites desta Emissão, nos termos do artigo 60 da Lei das Sociedades por Ações, e que esses limites foram atendidos pela Emissora.

9.1.1. O Agente Fiduciário notificará imediatamente a Emissora caso qualquer das declarações prestadas na Cláusula 9.1 acima tornem-se total ou parcialmente inverídicas, incompletas ou incorretas.

9.2. A Emissora neste ato declara e garante ao Agente Fiduciário que:

- (a) não tem qualquer ligação com o Agente Fiduciário ou conhecimento de fato que impeça o Agente Fiduciário de exercer, plenamente, suas funções, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, e demais normas aplicáveis, inclusive regulamentares;
- (b) é uma sociedade devidamente organizada, constituída e existente sob a forma de sociedade por ações de capital aberto de acordo com as leis brasileiras, bem como está devidamente autorizada a desempenhar as atividades descritas em seu objeto social;
- (c) está devidamente autorizada a celebrar a presente Escritura e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários e obtidas todas as autorizações necessárias para tanto;
- (d) esta Escritura constitui obrigação legal, válida e vinculante da Emissora, exequível de acordo com os seus termos e condições e a celebração desta Escritura e o cumprimento das obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pela Emissora;
- (e) as informações prestadas por ocasião do registro da Oferta na CVM e fornecidas ao mercado durante a distribuição das Debêntures são verdadeiras, consistentes e suficientes;
- (f) cada um dos Prospectos terá, na sua respectiva data de publicação: (a) todas as informações atualizadas relevantes em relação à Emissora e/ou suas controladas no contexto da Emissão, necessárias para que os investidores e seus consultores tenham condições de fazer uma análise correta dos ativos, passivos, das responsabilidades da Emissora e/ou suas controladas, de sua condição financeira, lucros, perdas, perspectivas e obrigações em relação às Debêntures, não contendo declarações falsas ou omissões de fatos relevantes, nas circunstâncias em que essas declarações foram dadas, sendo que tais informações não são enganosas, insuficientes, inconsistentes, incorretas ou inverídicas; e (b) as informações, fatos e declarações em relação à Emissora e/ou suas controladas, necessárias para que os investidores possam formar a sua decisão de investimento nas Debêntures, sendo essas informações, fatos e declarações verdadeiras, completas, precisas, claras, atuais, objetivas, em linguagem acessível;
- (g) as declarações, informações e fatos descritos nos Prospectos são verdadeiros, consistentes, suficientes e corretos nas suas respectivas datas;
- (h) as opiniões, análises e previsões (se houver), relativas à Emissora e/ou controladas, expressas nos Prospectos, foram dadas de forma correta e de boa-fé, sendo

expressas após consideradas todas as circunstâncias relevantes e com base em suposições razoáveis;

- (i) não há outros fatos com relação à Emissora, e/ou suas controladas ou às Debêntures cuja omissão, no contexto da Oferta, faça com que alguma declaração dos Prospectos seja incompleta, enganosa, inconsistente, insuficiente, incorreta ou inverídica;
- (j) a celebração da Escritura e o cumprimento de suas obrigações nela estabelecidas, bem como a emissão e a colocação das Debêntures, não infringem nenhuma disposição legal, ou ordem, ou sentença, ou decisão administrativa, ou judicial, ou arbitral que afete a Emissora ou qualquer de seus bens ou propriedades, contrato ou obrigação anteriormente assumida pela Emissora e/ou suas controladas, nem irá resultar em: (i) vencimento antecipado de qualquer obrigação estabelecida em qualquer desses contratos ou instrumentos; (ii) criação de qualquer ônus sobre qualquer ativo ou bem da Emissora e/ou suas controladas; ou (iii) rescisão de qualquer desses contratos ou instrumentos;
- (k) a Emissora e/ou suas controladas possuem as concessões, licenças, permissões, alvarás e autorizações expedidas por todas as autoridades competentes, necessárias para conduzir seu negócio conforme descrito nos Prospectos; e a Emissora e/ou suas controladas não receberam nenhuma notificação relacionada à revogação ou à modificação de qualquer concessão, licença, permissão, alvará ou autorização que, conjunta ou individualmente, se for o objeto de uma decisão, determinação ou sentença contrária, teria o efeito de causar um prejuízo relevante e objetivamente apurável sobre a Emissora e/ou suas controladas, a não ser conforme descrito nos Prospectos;
- (l) as demonstrações financeiras constantes dos Prospectos representam corretamente a posição financeira da Emissora e/ou suas controladas nas datas de sua elaboração e foram devidamente preparadas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil;
- (m) tanto a Emissora quanto suas controladas, em seu melhor conhecimento, estão cumprindo as leis, regulamentos, normas administrativas e determinações dos órgãos governamentais, autarquias, juízos ou tribunais, aplicáveis e relevantes à condução e realização de seus negócios, exceto conforme informado nos Prospectos;
- (n) não existem processos judiciais ou administrativos ou arbitrais relevantes pendentes nos quais a Emissora e/ou suas controladas sejam parte ou aos quais os seus bens estejam sujeitos, que não estejam descritos nos Prospectos e a Emissora não tem conhecimento de nenhum processo iminente a ser contra ela e/ou suas controladas ajuizado ou com relação a qualquer um de seus bens ou dos bens das suas controladas que possam afetá-las de forma relevante;
- (o) não existe nenhum inadimplemento e nenhum evento que, mediante notificação, decurso de prazo ou ambos, possa constituir o não-cumprimento e a não-observância devidos com relação a qualquer termo, avença ou disposição de qualquer contrato, instrumento ou documento do qual a Emissora ou qualquer uma de suas controladas sejam parte ou pelo qual ela ou qualquer de seus bens estejam obrigados, exceto conforme descrito nos Prospectos; e
- (p) está adimplente com o cumprimento das obrigações constantes desta Escritura.

9.2.1. A Emissora se compromete a notificar imediatamente os Debenturistas e o Agente Fiduciário caso quaisquer das declarações aqui prestadas tornem-se total ou parcialmente inverídicas, incompletas ou incorretas.

CLÁUSULA X
DISPOSIÇÕES GERAIS

10.1. Renúncias. Não se presume a renúncia a qualquer dos direitos decorrentes da presente Escritura. Desta forma, nenhum atraso, omissão ou liberalidade no exercício de qualquer direito, faculdade ou remédio que caiba aos Debenturistas em razão de qualquer inadimplemento da Emissora prejudicará o exercício de tais direitos, faculdades ou remédios, ou será interpretado como constituindo uma renúncia aos mesmos ou concordância com tal inadimplemento, nem constituirá novação ou modificação de quaisquer outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura ou precedente no tocante a qualquer outro inadimplemento ou atraso.

10.2. Irrevogabilidade. Esta Escritura é celebrada em caráter irrevogável e irretratável, salvo na hipótese de não preenchimento dos requisitos relacionados na Cláusula II acima, obrigando as partes e seus sucessores a qualquer título.

10.3. Independência das Disposições da Escritura. Caso qualquer das disposições ora aprovadas venha a ser julgada ilegal, inválida ou ineficaz, prevalecerão todas as demais disposições não afetadas por tal julgamento, comprometendo-se as partes, em boa-fé, a substituírem a disposição afetada por outra que, na medida do possível, produza o mesmo efeito.

10.4. Custos de Registro. Todos e quaisquer custos incorridos em razão do registro desta Escritura e seus eventuais aditamentos, dos atos societários relacionados a esta Emissão nos registros competentes serão de responsabilidade exclusiva da Emissora.

10.5. Comunicações.

10.5.1. As comunicações a serem enviadas por qualquer das partes nos termos desta Escritura deverão ser encaminhadas para os seguintes endereços:

Se para a Emissora

REDE ENERGIA S.A.

At.: Carmem Campos Pereira

Cargo: Diretora Presidente e de Relação com Investidores

Endereço: Avenida Paulista, nº 2.439 – 12º andar, bairro Cerqueira César

São Paulo – SP, CEP: 01311-936

Telefone: (11) 3066-2000

Fax: (11) 3060-9550

E-mail: carmem.pereira@redenergia.com

Internet: www.redenergia.com

Se para o Agente
Fiduciário

PAVARINI DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA

Rua Sete de Setembro, 99, 24º andar

Rio de Janeiro – RJ, CEP: 20050-005

At.: Carlos Alberto Bacha / Rinaldo Rabello Ferreira

Telefone: (21) 2507-1949

Fax: (21) 2507-1773

E-mail: pavarini@pavarini.com.br

Internet: www.pavarini.com.br

**INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO
CONVERSÁVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA FIDEJUSSÓRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA
REDE ENERGIA S.A.**

Se para o Banco
Mandatário

BANCO BRADESCO S.A.
Cidade de Deus, Avenida Yara, s/n.
Osasco, SP, Brasil
At.: Sr. José Donizetti de Oliveira
Telefone: (11) 3684-3749
Fax: (11) 3684-5645
E-mail: 4010.donizetti@bradesco.com.br

Administradora do
sistema de negociação

Para a CETIP:
CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos
Rua Líbero Badaró, 425 – 24º andar
São Paulo, SP, Brasil
Telefone: (11) 3111-1400/ 1596 / 3365-4925
Fac-símile: (11) 3111-1563 / 1564

e

Para a BM&FBOVESPA/BovespaFix/SomaFix:
BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros
Rua XV de Novembro, nº 275
São Paulo, SP, Brasil
Telefone: (11) 3233-2222
Fac-símile: (11) 3233-2061

Câmara de Liquidação

Para a CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos:
CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos
Rua Líbero Badaró, 425 – 24º andar
São Paulo, SP, Brasil
Telefone: (11) 3111-1596
Fac-símile: (11) 3111-1563 / 1564

e

Para a **Central Depositária da BM&FBOVESPA**
Rua XV de Novembro, nº 275
São Paulo, SP
Website: www.cbic.com.br

10.5.2. As comunicações serão consideradas entregues quando recebidas sob protocolo ou com “aviso de recebimento” expedido pelo Correio ou por telegrama nos endereços acima. As comunicações feitas por fac-símile serão consideradas recebidas na data de seu envio, desde que seu recebimento seja confirmado por meio de indicativo (recibo emitido pela máquina utilizada pelo remetente). Os respectivos originais deverão ser encaminhados para os endereços acima em até cinco dias úteis após o envio da mensagem.

10.5.3. A mudança de qualquer dos endereços acima deverá ser comunicada, de imediato, a todas as partes pela Emissora, nos termos da cláusula 10.5.2 acima.

10.5.4. A parte que enviar a comunicação, aviso ou notificação, conforme estabelecido na Cláusula 10.5.1. acima, não será responsável pelo seu não-recebimento pela outra parte, em virtude de sua mudança de endereço não comunicada para as demais partes nos termos da Cláusula 10.5.3.

acima.

10.5.5. Eventuais prejuízos decorrentes da não-observância do disposto na Clausula 10.5.4. acima serão arcados pela parte inadimplente.

10.6. Lei Aplicável

Esta Escritura é regida pelas Leis da República Federativa do Brasil.

10.7. Foro

Fica eleito o Foro da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, para dirimir quaisquer dúvidas ou controvérsias oriundas desta Escritura, com renúncia a qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

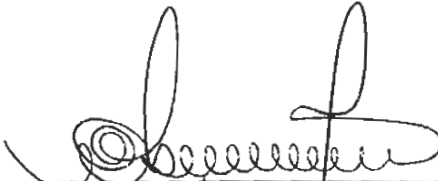
E, por estarem assim justas e contratadas, as partes firmam a presente Escritura, em 05 (cinco) vias de igual teor e forma, na presença das duas testemunhas abaixo assinadas.

São Paulo, 4 de dezembro de 2009.

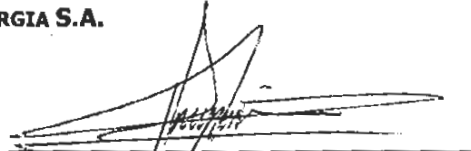
[REstante da página intencionalmente deixado em branco. seguem páginas de
assinaturas.]

INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA FIDEJUSSÓRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA REDE ENERGIA S.A.

Página de Assinaturas 1/5 do Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A.


Nome: Carmem Campos Pereira
Cargo: Diretora Presidente e de Relação Com Investidores

REDE ENERGIA S.A.


Nome: Alexei Macorin Vivan
Cargo: Diretor Gerente

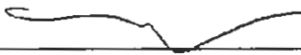
**INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO
CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA FIDEJUSSÓRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA
REDE ENERGIA S.A.**

*Página de Assinaturas 2/5 do Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de
Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com
Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A.*

PAVARINI DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA


Nome:

Cargo:


Carlos Alberto Bacha
CPF 806.744.587-53
Procurador

Nome:

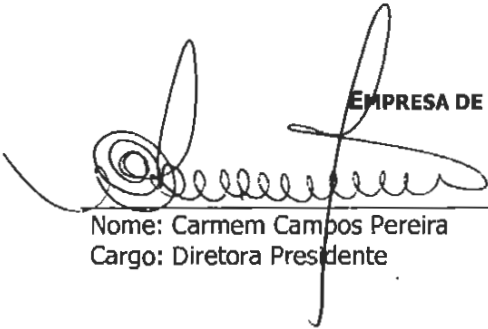
Cargo:


RINALDO RABELLO FERREIRA
CIC-509.941.827-91


**INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO
CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA-FIDEJUSSÓRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA
REDE ENERGIA S.A.**

*Página de Assinaturas 3/5 do Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de
Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com
Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A.*

EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A.



Nome: Carmem Campos Pereira
Cargo: Diretora Presidente




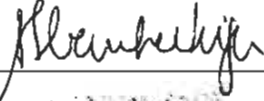
Nome: Alexei Macorin Vivan
Cargo: Diretor de Distribuição

INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO
CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA FIDUJUSSÓRIA EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA
REDE ENERGIA S.A.

*Página de Assinaturas 5/5 do Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de
Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com
Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A.*

TESTEMUNHAS


Nome:
RG:
Anamaria Baptista Villela Leme
RG. 10.500.165-X-SSP/SP
CPF. 103.407.518-78


Nome:
RG:



ANEXO K
Cópia do Primeiro Aditamento à Escritura

**PRIMEIRO ADITAMENTO AO INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA
DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE
QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA FIDEJUSSÓRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA REDE ENERGIA
S.A.**

CELEBRADA ENTRE

REDE ENERGIA S.A.
como Emissora;

E

PAVARINI DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.
como Agente Fiduciário, representando a comunhão dos Debenturistas

E

EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A
como Interveniente Anuente

E

DENERGE – DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A
como Interveniente Anuente

18 DE DEZEMBRO DE 2009

PRIMEIRO ADITAMENTO AO INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA QUARTA OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA COM GARANTIA FIDEJUSSÓRIA, EM SÉRIE ÚNICA, DE EMISSÃO DA REDE ENERGIA S.A.

Pelo presente instrumento particular,

REDE ENERGIA S.A., companhia aberta de capital autorizado constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Avenida Paulista, nº 2.439, 5º andar, na Cidade São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.584.140/0001-49 ("Emissora" ou "Companhia");

e,

PAVARINI DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA., sociedade limitada constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Rua Sete de Setembro, 99, 24º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 15.227.994/0001-50 ("Agente Fiduciário");

e,

EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A., sociedade anônima de capital fechado, constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Avenida Paulista, nº 2.439 - 4º andar/parte, cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF nº 60.876.075/0001-62, na qualidade de Interveniente Anuente e Fiadora;

e,

DENERGE – DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A., sociedade anônima de capital fechado, constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Avenida Paulista, nº 2.439 - 3º andar/parte, cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF nº 45.661.048/0001-89, na qualidade de Interveniente Anuente e Fiadora e, quando em conjunto com a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., "Fiadoras",

CONSIDERANDO QUE:

- (i) A Emissora protocolou em 28 de outubro de 2009, juntamente com o Banco do Nordeste do Brasil S.A., na Comissão de Valores Mobiliários, o pedido de registro da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, Da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, Em Série Única, De Emissão da Rede Energia S.A., nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400") e demais disposições legais, regulamentares e auto-regulatórias aplicáveis ("Emissão" ou "Oferta");
- (ii) A Emissão foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 23 de outubro de 2009 ("RCA"), cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de São Paulo ("JUCESP") e publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo ("DOESP") e no jornal "Valor Econômico", em 4 de novembro de 2009, de acordo com o disposto no artigo 62, I, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), que

deliberou sobre: (i) os termos e condições da Oferta e (ii) as condições constantes do artigo 59, parágrafo 1º da Lei das Sociedades por Ações;

- (iii) Em 4 de dezembro de 2009, a Emissora, a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., Denerge – Desenvolvimento Energético S.A. e a Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda., na qualidade de Agente Fiduciário, celebraram o “Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, Da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, Em Série Única, De Emissão da Rede Energia S.A.” (“Escritura”);
- (iv) A remuneração das Debêntures (“Remuneração”) foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 18 de dezembro de 2009 após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, cuja ata foi protocolada na JUCESP em 18 de dezembro de 2009 e será publicada no jornal “Valor Econômico” e no “DOESP”, nos termos do inciso I do artigo 62 da Lei das Sociedades por Ações na data de publicação do anúncio de início da Oferta (“Anúncio de Início” e “RCA Bookbuilding”);
- (v) em razão de alterações pontuais em alguns termos e condições da Emissão, a saber: (i) forma de amortização; (ii) pagamento da Remuneração das Debêntures; e (iii) definição da taxa de Remuneração das Debêntures;

vêm, por esta, e na melhor forma de direito, celebrar este “Primeiro Aditamento ao Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A.” (“Primeiro Aditamento”), acordando que as seguintes cláusulas passarão a vigor com a redação abaixo:

(...)

CLÁUSULA II REQUISITOS

A Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Companhia (“Emissão” ou “Oferta”) será realizada com observância dos seguintes requisitos:

2.1. Arquivamento e Publicação das Atas que aprovam a Emissão e a Remuneração

2.1.4. A Remuneração (conforme abaixo definido) das Debêntures foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Companhia, que ratificou a remuneração definida em Procedimento de *Bookbuilding*. A Reunião do Conselho de Administração mencionada neste item foi realizada após a finalização do procedimento de *Bookbuilding*, antes da concessão do registro da Oferta pela CVM, cuja ata foi arquivada na JUCESP e foi publicada no DOESP e Valor Econômico, em 19 de dezembro de 2009 e 21 de dezembro de 2009, respectivamente.

(...)

CLÁUSULA IV CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES

4.2. Remuneração

4.2.1. A partir da Data de Emissão, as Debêntures renderão juros correspondentes à acumulação das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, "*over extra group*", apuradas e divulgadas diariamente pela CETIP, no informativo diário disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>) ("Taxa DI"), expressas na forma percentual e calculadas diariamente e capitalizadas de um *spread* de 3,40% (três inteiros e quarenta centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário ainda não amortizado nos termos desta Escritura, a partir da Data de Emissão, ou da data de vencimento do Período de Capitalização (conforme definido abaixo) imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, aplicando-se a fórmula descrita na Cláusula 4.2.2 abaixo ("Remuneração").

4.2.1.1. Define-se Período de Capitalização como sendo o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data prevista para o pagamento dos juros imediatamente anterior, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data prevista para o pagamento de juros correspondente ao período em questão ("Período de Capitalização"). Cada Período de Capitalização sucede o anterior sem solução de continuidade, até a Data de Vencimento.

4.2.1.2. As taxas médias diárias são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis*, até a data do efetivo pagamento dos juros, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização.

4.2.2. Fórmula de Cálculo da Remuneração. O cálculo da Remuneração obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNe \times [(FatorDI \times FatorSpread) - 1]$$

onde:

J valor da Remuneração devida no final de cada Período de Capitalização, calculado com 6 (seis) casas decimais sem arredondamento;

VNe Valor Nominal Unitário não amortizado das Debêntures no início de cada Período de Capitalização, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

FatorDI produtório dos fatores das Taxas DI da data de início do Período de Capitalização (inclusive) até a data de cálculo da Remuneração (exclusive), calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$Fator DI = \prod_{k=1}^n (1 + TDI_k)$$

onde:

n número total de Taxas DI consideradas em cada Período de Capitalização, sendo "n" um número inteiro;

k número de ordem dos fatores das Taxas DI, variando de 1 até n;

TDI_k fator da Taxa DI de ordem k, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais com arredondamento, da seguinte forma;

$$TDI_k = \left(\frac{DI_k}{100} + 1 \right)^{\frac{1}{252}} - 1$$

onde:

DI_k Taxa DI de ordem k divulgada pela CETIP, válida por 1 (um) dia útil (*overnight*), utilizada com 2 (duas) casas decimais; e

FatorSpread sobretaxa de juros fixos calculada com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento, conforme fórmula abaixo:

$$\text{FatorSpread} = \left\{ \left[\left(\frac{\text{spread}}{100} + 1 \right)^{\frac{DP}{252}} \right] \right\}$$

onde:

spread 3,40

DP número de dias úteis entre a Data de Emissão ou data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior e a data atual, sendo "DP" um número inteiro.

Observações:

- (1) O fator resultante da expressão $(1 + TDI_k)$ é considerado com 16 (dezesesseis) casas decimais, sem arredondamento.
- (2) Efetua-se o produtório dos fatores diários $(1 + TDI_k)$, sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado.

- (3) Uma vez os fatores estando acumulados, considera-se o fator resultante "Fator DI" com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento.
- (4) O fator resultante da expressão (FatorDI x FatorSpread) é considerado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento.
- (5) A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela entidade responsável pelo seu cálculo.

(...)

4.3. Condições de Subscrição, Integralização e Pagamento

4.3.8. Amortização: As amortizações das Debêntures serão realizadas em 6 (seis) parcelas semestrais iguais, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no 30º mês a contar da Data de Emissão e o último pagamento na Data de Vencimento.

4.3.9. Pagamento da Remuneração: O pagamento da Remuneração das Debêntures será feito semestralmente, a partir da Data de Emissão, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no sexto mês a contar da Data de Emissão e o último pagamento na Data de Vencimento.

(...)

DISPOSIÇÕES FINAIS

Este Primeiro Aditamento é firmado em caráter irrevogável e irretratável, obrigando as Partes por si e por seus sucessores.

Ficam ratificadas, nos termos em que se encontram redigidas, todas as cláusulas, itens, características e demais condições constantes da Escritura que não expressamente alteradas pelo presente Primeiro Aditamento.

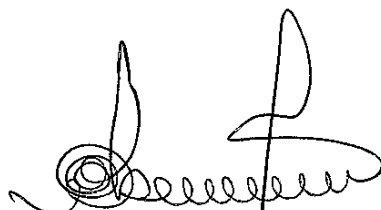
Os termos utilizados neste Primeiro Aditamento que não estiverem aqui definidos têm o mesmo significado que lhes foi atribuído na Escritura.

E por estarem assim justas e contratadas, as partes firmam o presente Primeiro Aditamento, em 5 (cinco) vias de igual teor e forma, na presença de 2 (duas) testemunhas.

São Paulo, 18 de dezembro de 2009.

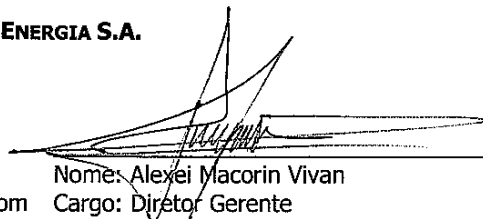
[RESTANTE DA PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADO EM BRANCO. SEGUEM PÁGINAS DE ASSINATURAS.]

Página de Assinaturas 1/5 do Primeiro Aditamento ao Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A.



Nome: Carmem Campos Pereira
Cargo: Diretora Presidente e de Relação com Investidores

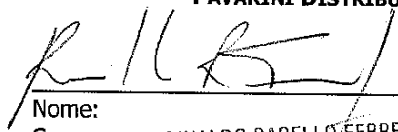
REDE ENERGIA S.A.




Nome: Alexei Macorin Vivan
Cargo: Diretor Gerente

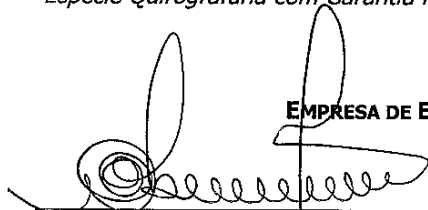
Página de Assinaturas 2/5 do Primeiro Aditamento ao Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A.

PAVARINI DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA


Nome: _____
Cargo: RINALDO RABELLO FERREIRA
CIC-509.941.827-91


Nome: Carlos Alberto Bacha
Cargo: CPF 606.744.587-53
Procurador

Página de Assinaturas 3/5 do Primeiro Aditamento ao Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A.



Nome: Carmem Campos Pereira
Cargo: Diretora Presidente

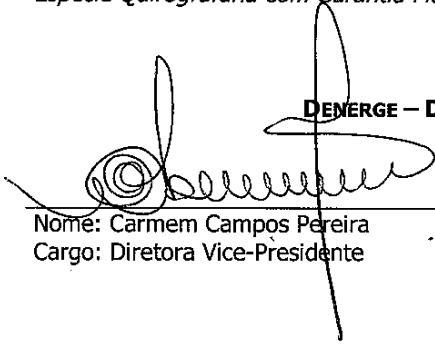
EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A.




Nome: Alexei Macorin Vivan
Cargo: Diretor de Distribuição

Página de Assinaturas 4/5 do Primeiro Aditamento ao Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A.

DENERGE – DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A.



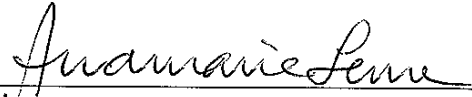
Nome: Carmem Campos Pereira
Cargo: Diretora Vice-Presidente

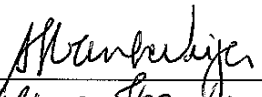


Nome: Valdir Jonas Wolf
Cargo: Diretor Vice-Presidente

Página de Assinaturas 5/5 do Primeiro Aditamento ao Instrumento Particular de Escritura da Quarta Oferta Pública de Distribuição de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária com Garantia Fidejussória, em Série Única, de Emissão da Rede Energia S.A.

TESTEMUNHAS


Nome: _____
RG: _____
Anamaria Baptista Villela Leme
RG. 10.500.165-X-SSP/SP
CPF. 103.407.518-78


Nome: _____
RG: _____
Milena Stantes Veiga
RG. 13.031.433-X